

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Повышение эффективности эксплуатации промысловых нефтепроводов Майского месторождения»

УДК 622.692.4-049.7(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б61Т	Матвеев Р.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	к.э.н, Доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б61Т	Матвееву Роману Алексеевичу

Тема работы:

«Повышение эффективности очистки внутренней полости магистрального нефтепровода»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2020

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

*(наименование объекта исследования или проектирования;
 производительность или нагрузка; режим работы
 (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид
 сырья или материал изделия; требования к продукту,
 изделию или процессу; особые требования к особенностям
 функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в
 плане безопасности эксплуатации, влияния на*

Объектом работы является рассмотрение видов, средств и
 методов очистки магистрального нефтепровода, а также
 способы повышения эффективности очистки внутренней
 полости магистрального нефтепровода

<i>окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Виды существующих очистных устройств, их назначение и технические характеристики, виды очистки внутренней полости магистрального нефтепровода, периодичность очистки, обслуживание и ремонт очистных устройств, технология запуска и приёма очистных устройств, процесс парафинизации нефтепровода. Гидравлический расчёт нефтепровода, расчет толщины парафинистого слоя, эффективности очистки нефтепровода.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубченко Т.Г. Доцент ОСГН ШБИБ
«Социальная ответственность»	Сечин А.А., ассистент

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		20.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б61Т	Матвеев Роман Алексеевич		20.01.2020

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.02.2018	<i>Характеристика района проведения работ</i>	...
23.02.2018	<i>Исследование процесса парафинизации нефтепроводов</i>	...
12.03.2018	<i>Способы очистки внутренней полости нефтепроводов</i>	
27.03.2018	<i>Расчетная часть</i>	
15.04.2018	<i>Финансовый менеджмент</i>	
25.04.2018	<i>Социальная ответственность</i>	
29.04.2018	<i>Заключение</i>	
11.05.2018	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б61Т	Матвееву Роману Алексеевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оклад руководителя-26300 Оклад инженера-17000
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Премияльный коэффициент руководителя 30% Премияльный коэффициент инженера 20%; Доплаты и надбавки руководителя 30%; Доплаты и надбавки инженера 20%; Дополнительной заработной платы 12%; Накладные расходы 16%; Районный коэффициент 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ конкурентных технических решений
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Формирование плана и графика разработки: - определение структуры работ; - определение трудоемкости работ; - разработка графика Ганта. Формирование бюджета затрат на исследование: - материальные затраты; - заработная плата (основная и дополнительная); - отчисления на социальные цели; - накладные расходы
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение эффективности исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. График Ганта 3. График проведения и бюджет НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	.05.2020г
--	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	к.э.н, Доцент		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б61Т	Матвеев Роман Алексеевич		31.01.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б61Т	Матвееву Роману Алексеевичу

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

«Повышение эффективности очистки внутренней полости магистрального нефтепровода»
--

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Полиуретановые очистные устройства предназначены для очистки внутренней поверхности трубопроводов от различных отложений. Применяются на магистральных и технологических трубопроводах и повышают эффективность транспортировки.</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – 1.1. Привести специальные правовые нормы трудового законодательства при работе по очистке нефтепровода. 1.2. Перечислить необходимые организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 1.1. Привести специальные правовые нормы трудового законодательства при работе по очистке нефтепровода. 1.2. Перечислить необходимые организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны указать нормативные документы
2. Производственная безопасность: <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> – 2.1. Проанализировать опасные и вредные производственные факторы при мероприятиях по очистке полости трубопровода: – Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – Повышенный уровень шума; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повреждения в результате контакта с насекомыми; – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – Поражение электрическим током. 2.2. Предложить мероприятия, обеспечивающие снижение влияния выявленных опасных и вредных производственных факторов на работающего.

3. Экологическая безопасность:	3.1. Шлам очистки трубопровода является источником загрязнения: – атмосферного воздуха; – грунтовых вод; – почвы. 3.2. Предложить меры по предотвращению негативного воздействия шлама очистки трубопровода на окружающую среду.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– 4.1. При очистке нефтепроводов возможно возникновение следующих ЧС: – разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти; – трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти. 4.2. Разработать порядок действия в результате возникновения ЧС и меры по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.04.2020
--	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б61Т	Матвеев Роман Алексеевич		31.01.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 95 с., 8 рис., 15 табл., 44 источников.

Ключевые слова: очистное устройство, скребок, очистка от АСПО, нефтепровод, промысловый нефтепровод, внутренняя полость нефтепровода, очистка, парафин.

Объектом исследования является промысловый нефтепровод.

Цель работы – повышение эффективности очистки внутренней полости промыслового нефтепровода.

В процессе исследования проводились гидравлические расчеты, расчеты сил, действующих на очистные устройства, определение параметров течения нефти, определение параметров парафиноотложения.

В результате исследования был проведен расчет очистки внутренней полости с применением механических средств очистки, а также с ингибиторами парафинообразования. На основании полученных результатов было выявлено, что проведение очистки с применением ингибиторов парафинообразования увеличивает расход нефти.

Основные особенности конструкций, технологические и технико-эксплуатационные свойства: технологический процесс и организация работ, подготовительные работы, земляные работы.

Экономическая эффективность/значимость работы: производительность участка нефтепровода в результате операций по очистке внутренней полости увеличилась на 3,68%.

ABSTRACT

Final qualifying work of 95 pages with 8 figures, 15 tables, 44 sources.

Keywords: cleaning device, scraper, cleaning from heavy oil deposits, asphaltene sediments, oil pipeline, trunk oil pipeline, internal cavity of the oil pipeline, cleaning, paraffin.

The object of the research is the trunk oil pipeline.

The purpose – increasing the efficiency of cleaning the internal cavity of the trunk oil pipeline.

The study carried out hydraulic calculations, calculations of forces acting on the cleaning device, determination of oil flow parameters, determinations of paraffin deposition parameters.

As a result, the work was carried out calculations of cleaning internal cavity of the trunk oil pipeline with the use of mechanical cleaning devices, as well as with paraffin formation inhibitors. Based on the obtained results it was found that cleaning with paraffin formation inhibitors increases productivity of the oil pipeline.

The main constructive, technological and technical-operational characteristics: technology and organization of work execution, preparatory works, excavation.

Economic efficiency: productivity of the oil pipeline section as a result of internal cavity cleaning operations increased by 3,68%.

Обозначения и сокращения

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения;

ВТД - внутритрубное диагностирование;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ЭЦН - электрический центробежный насос;

ТО – техническое обслуживание;

СР – средний ремонт;

КР – капитальный ремонт;

КПП СОД – камера пуска-приема средств очистки и диагностики;

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор

ОУ – очистное устройство;

СОД – средства очистки и диагностики;

ПДВК – предельно допустимая взрывобезопасная концентрация;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПДУ – предельно допустимый уровень;

РД – руководящий документ;

СИЗ – средства индивидуальной защиты; ЧС – чрезвычайная ситуация.

Оглавление

Обзор литературы.....	15
Введение	16
1 Общая часть.....	17
1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ	17
1.2 Климатическая характеристика района работ	17
1.3 Гидрогеологическая характеристика района работ	18
1.4 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ.....	18
1.5 Краткая экономическая характеристика района работ	19
2 Анализ существующих технологий, техники и организаций.....	21
2.1 Методы борьбы с АСПО	22
2.2 Эксплуатирующая организация и применяемые очистные устройства	23
2.3 Общие требования к обслуживанию очистных устройств	33
2.4 Эксплуатационные требования к узлам КППСОД	35
3 Расчетная часть	37
3.1 Исходные данные	37
3.2 Гидравлический расчет нефтепровода.....	38
3.3 Определение сил, воздействующих на очистное устройство при его движении в полости нефтепровода	41
3.4 Определение количества нефти, подлежащей обработке ингибитором парафиноотложения	42
3.5 Определение параметров парафиноотложения	46
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	45
4.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ	52
4.2 Расчет сметной стоимости работ ресурсным методом.....	56
5 Технологическая часть	64
5.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения	64
5.1.1 Состав и свойства АСПО	64
5.1.2 Факторы, влияющие на образование АСПО	68
5.1.3. Применение ингибиторов парафинообразования.....	68
5.2 Виды очистки внутренней полости нефтепроводов	70
5.3 Периодичность очистки внутренней полости нефтепроводов	70
5.4 Технология запуска очистного устройства	73
5.5 Технология приёма очистного устройства.....	74
6 Социальная ответственность	77
6.1 Производственная безопасность	75
6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению	76
6.1.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....	76

6.1.1.2 Превышение уровней шума	78
6.1.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны	79
6.1.1.4 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.....	80
6.1.1.5 Повреждения в результате контакта с насекомыми	81
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению	82
6.1.2.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	84
6.1.2.2 Поражение электрическим током	86
6.2 Экологическая безопасность	88
6.2.1 Защита атмосферы.....	88
6.2.2 Защита гидросферы.....	89
6.2.3 Защита литосферы.....	89
6.3.1 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
6.3.2 Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	90
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	90
6.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	90
6.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	90
Заключение	92
Список используемых источников	93

Обзор литературы

В ходе написания данной работы было использовано множество нормативно-технических документов, действующих в области эксплуатации нефтепроводов и применяемых на них очистных устройства, а также научно-технической литературы таких авторов, как К. И. Хасанова, П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. В. Рудаченко, Н. В. Чухарева и др.

Особо хотелось бы выделить учебное пособие П. И. Тугунова и В. Ф. Новоселова «Транспорт и хранение нефти и газа», в котором они описывали комплекс установок и сооружений газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз. В данном труде также излагается технология транспорта и хранения нефти и газа, приводятся основные расчетные материалы при проектировании и эксплуатации газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз, рассматриваются основные вопросы последовательной перекачки нефтей и нефтепродуктов, особенности перекачки высоковязких продуктов, вопросы эксплуатации магистральных трубопроводов.

К. И. Хасанова в своих статьях, посвященных очистке внутренней полости нефтепровода широко раскрывает проблему асфальтосмолопарафиновых отложений в трубопроводном транспорте, дает обзор различных способов борьбы с отложениями в нефтепроводах.

Также была изучена книга неизвестного автора из Баку, в которой подробно рассматривались вопросы сбора, очистки, транспорта и хранения нефти на промыслах.

					Повышение эффективности эксплуатации промысловых нефтепроводов Майского месторождения		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Матвеев Р.А			Обзор литературы	Лит.	Лист
Руковод.		Креи В.Г.					Листов
Консульт.							15
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					96
						ТПУ гр. 3-2Б61Т	

Введение

В современном мире при транспортировке нефти возникают различные проблемы, существенно осложняющие перекачку нефтепродукта и требующие развития новых технологий для их предотвращения.

Одной из наиболее распространенных проблем при транспортировке углеводородов является проблема загрязнения промысловых нефтепроводов пространства различными отложениями. Этой проблеме не уделяется должное внимание, что приводит к негативным последствиям и вызывает снижение производительности системы, уменьшение пропускной способности, повышение давления. Отложения даже могут выводить из строя оборудование, приводить к трудоемким капитальным ремонтам, в результате – к огромным потерям в добыче нефти и, следовательно, к ухудшению технико-экономического показателя нефтегазодобывающего предприятия. Этим обуславливается актуальность проблемы качественной очистки внутритрубных отложений на магистральных нефтепроводах.

В качестве конкретного примера нами был исследован участок промыслового нефтепровода Майского месторождения.

					Повышение эффективности эксплуатации промысловых нефтепроводов Майского месторождения		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Введение		
Разраб.	Матвеев Р.А.						
Руковод.	Крепц В.Г.						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						
					Лит. Лист Листов		
						16	96
					ТПУ гр. 3-2Б61Т		

1 Общая часть

1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ

В управленческом отношении нефтяное месторождения “Майское” находится в южной части Каргасокского района ТО, во границах лицензионного участка № 70-3М (Южно-Фестивальный-3), в юго-восточной доли Западно-Сибирской низменности, в Обь-Иртышском междуречье, в водоеме реки Васюган – притока Оби.

В промышленно-экономическом плане Майское месторождение расположено в Средневасюганском нефтегазоносном районе, который расположен в Васюганской нефтегазоносной области. Рядом имеется еще несколько месторождений : Нижнее-Табаганское, Калиновое, Урманское, Северо-Останинское и др. В 12 км на юг от месторождения проходит нефтепровод «Игольское-Герасимовское-Лугинецкое-с. Парабель.

Ближайшими населенными пунктами являются п. Майск, который расположен в 25 км по зимней дороге. Расстояние до г. Кедрового 125 км (ближайший аэропорт областного значения), до г. Томска – 470 км (ближайшая железнодорожная станция и речной порт).

1.2 Климатическая характеристика района работ

Климат в районе работ континентальный с суровой зимой и непродолжительным жарким летом. Погода меняется от циклональной облачной неустойчивой до антициклональной устойчивой ясной. До наиболее высоких температур воздух нагревается в июле – до +38° С, наиболее холодный месяц – январь, когда температура воздуха понижается до -50° С (абсолютный минимум -54° С)

					Повышение эффективности эксплуатации промысловых нефтепроводов Майского месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Матвеев Р.А				Общая часть		Лит.	Лист
Руковод.	Креи В.Г.							Листов
Консульт.								17
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							96
					ТПУ гр. 3-2Б61Т			

Среднегодовая температура воздуха $-0,6^{\circ}\text{C}$, среднегодовое количество атмосферных осадков равно 435 мм в год. Годовое количество осадков составляет 400-570 мм. Наибольшее количество осадков, до 45% от общего количества, приходится на вторую половину июля и августа. Максимальное промерзание болот – 100 см, минимальное – 20-30 см.

В районе преобладают ветры юго-западного направления. Летом преобладают ветры северо-западного и северного направлений, а зимой – юго-западного и южного. Среднегодовая скорость ветра – 2,6 м/с [8].

1.3 Гидрогеологическая характеристика района работ

В районе протекают реки равнинного типа с относительно медленным течением, малым падением и большой извилистостью. По характеру водного режима реки относятся к типу рек с весенне-летним половодьем и паводками в теплое время года.

Начало половодья приходится на апрель-май, продолжительность – 80-140 дней. После прохождения половодья на реках устанавливается летне-осенняя межень на 3-4 месяца.

Средняя многолетняя температура воды за теплый период – $9,5^{\circ}\text{C}$. Переход температуры воды через $0,2^{\circ}\text{C}$ весной происходит в первой декаде мая. Наибольшая температура достигается в июле – в среднем до $16-18^{\circ}\text{C}$. В августе температура воды понижается до $9-11^{\circ}\text{C}$. Переход температуры воды через $0,2^{\circ}\text{C}$ осенью происходит в конце октября – начале ноября [8] [9].

1.4 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ

Доюрские образования, из которых сложен фундамент Западно-Сибирской плиты, закрыты платформенными мезозойско-кайнозойскими отложениями силой до 2-3 км. Возраст фундамента колеблется от протерозоя до триаса.

Территория Западно-Сибирской низменности является крупным артезианским бассейном. Верхний гидрогеологический этаж характеризуется свободным водообменом, а нижний этаж наоборот затрудненным. Верхний

					Общая часть	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

этаж представлен, в большинстве своем, пресными подземными водами, в меньшей степени – минерализованными пресными водами. Нижний гидрогеологический этаж представлен водами высокой минерализации [9].

1.5 Краткая экономическая характеристика района работ

На территории Каргасокского района развита в основном промышленная деятельность, представленная добычей полезных ископаемых и их обработкой, также можно выделить деревообрабатывающую и пищевую промышленность.

В Каргасокском районе добываются значительные объемы углеводородного сырья Томской области. Здесь расположены основные газоконденсатные и нефтяные месторождения. В данном районе добывается 60% нефти и 100% газа Томской области. По данным на 2016 год на территории района добыто 6,2 млн. тонн нефти и 2797,7 млн. м³ природного газа.

В районе вырубка древесины производится попутно с освоением новых нефтяных и газовых месторождений, вместе с этим производится прокладка коммуникаций, заготовка дров и производство пиломатериалов для нужд района.

Каргасокский район имеет наибольшую площадь среди всех районов Томской области – 27,8%. Площадь Каргасокского района составляет 86,9 тыс. км². Площадь земель в черте поселений, входящих в состав муниципального образования составляет 33,58 км². В данный момент на территории Каргасокского района насчитывается 32 населённых пункта.

Запасы нефти в Каргасокском районе составляют 913,8 млн. тонн, песка строительного - 13376 м³.

В районе выявлено около четырехсот месторождений торфа суммарной площадью 1 935 876 га большую площадь торфяных запасов занимает Васюганское месторождение.

					Общая часть	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Биологические и эксплуатационные резервы грибов составляют соответственно 15 246 т. (30,24 %) и 5 285,8 тыс. (29,43 %) от запасов области.

Хозяйственные запасы - 3 023,8 тыс. (13,3 %) [8].

					Общая часть	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Анализ существующих технологий, техники и организаций

2.1 Промысловый нефтепровод

Промысловый трубопровод - система технологических трубопроводов для транспортирования нефти, конденсата, газа, воды на нефтяных, нефтегазовых, газоконденсатных и газовых месторождениях.

Подразделяются:

- по назначению - нефте-, газо-, нефтегазо-, нефтегазоводо-, конденсато-, ингибиторо- и водопроводы;
- по величине рабочего давления - высокого (6,4 МПа и выше), среднего (1,6 МПа) и низкого (0,6 МПа);
- по способу прокладки - подземные, надземные, наземные, подводные; по гидравлической схеме работы - простые, не имеющие ответвлений, и сложные - с ответвлениями, к последним относятся также замкнутые (кольцевые) трубопроводы;
- по характеру напора - напорные и безнапорные.

Различают промысловые трубопроводы с полным заполнением сечения трубы жидкостью (напорные) и с неполным заполнением сечения трубы жидкостью, которые могут быть как безнапорными, так и напорными. Промысловые трубопроводы на нефтяных месторождениях (промысловые нефтепроводы) подразделяются на выкидные линии, нефтяные сборные коллекторы, промысловые газопроводы для сбора нефтяного газа, промысловые ингибиторопроводы, промысловые водопроводы. Выкидные линии служат для транспортировки нефти и её примесей от скважины до групповой замерной установки.

Диаметр выкидных линий в зависимости от дебита скважин Ø75-150 мм, протяженность определяется технико-экономическими расчетами и может достигать 4 км и более.

					Повышение эффективности эксплуатации промысловых нефтепроводов Майского месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Матвеев Р.А				Анализ существующих технологий, техники и организаций		Лит.	Лист
Руковод.	Крей В.Г.							17
Консульт.								96
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						ТПУ гр. 3-2Б61Т	

Нефтяные сборные коллекторы прокладываются для транспортировки нефти от групповой замерной установки до дожимной насосной станции или до установки подготовки нефти.

Диаметр нефтяных сборных коллекторов Ø100-350 мм, протяженность достигает 100 км и более.

Различают нефтепроводы:

- самотечные (нефть движется под действием гравитационных сил, обусловленных разностью вертикальных отметок в начале и конце трубопровода),
- напорно-самотёчные (в нефтепроводе движется только нефть, газовая фаза отсутствует),
- свободно-самотёчные, или безнапорные (нефть и газ движутся отдельно).

2.2 Методы борьбы с АСПО

Весь комплекс мероприятий по борьбе с отложениями парафина и асфальтосмолистыми веществами можно свести к двум основным направлениям [1] [14]:

- Предупреждение образования АСПО
 - Борьба с образовавшимися АСПО
- Задачами предупреждения АСПО являются:
- предотвращение образования пленки асфальтенов и смол на поверхности всплывающих капель нефти.
 - профилактические методы. Основанные на предупреждении отложений на оборудовании.

					Анализ существующих технологий, техники и	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Предупреждение образования АСПО подразделяются на:

1. Прямые:

- футеровка (нанесение покрытий из стекла, эмали, эпоксидной смолы и т.п.);
- применение химических реагентов (ПАВ, ингибиторов-замедлителей отложений, депрессорных присадок, модификаторов);
- использование постоянных магнитов;
- использование электронагревателей;
- микробиологические методы.

2. Косвенные:

- повышение забойного давления в добывающих скважинах;

использование ЭЦН, в которых поток жидкости нагревается лопатками ротора [13].

- обладать хорошей адсорбируемостью на очищаемой поверхности, чтобы предотвратить вторичное загрязнение очищенной поверхности.

2.2 Эксплуатирующая организация и применяемые очистные устройства

Эксплуатирующей организацией трубопровода «Майского» месторождения является ООО «Норд Империял». Группа компаний Imperial Energy начала осуществлять свою деятельность на территории Российской Федерации с 18 октября 2004 г., созданная российскими и зарубежными инвесторами как независимый недропользователь в нише малых и средних нефтедобывающих компаний.

В 2004 году Imperial Energy разместила свои акции на рынок альтернативных инвестиций Лондонской биржи и вышла на международный уровень.

В мае 2007 года акции Imperial Energy начали котироваться на основной площадке Лондонской фондовой биржи LSE, войдя в список первых 250 компаний LSE - FTSE 250 Index.

В 2004-2007 гг. - Imperial Energy приобрела лицензии на неосвоенные и

					Анализ существующих технологий, техники и	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

малоосвоенные участки в Томской области и Кустанае (Казахстан) и начала свою деятельность с масштабных геологоразведочных работ.

В 2006 году Imperial Energy учредила собственную буровую компанию ООО «Рус Империял Груп», которая управляет тремя буровыми станками, тремя станками КРС и комплексом ГНКТ. Вскоре Imperial Energy приобрела 50% уставного капитала компании ООО «Империял Фрак Сервис», занимающейся гидравлическим разрывом пластов, что позволило увеличить объемы добычи на собственных месторождениях и оказывать услуги третьим лицам.

13 января 2009 года Imperial Energy вошла в состав индийской государственной корпорации ONGC Videsh Limited (OVL). OVL управляет зарубежными активами крупнейшей индийской государственной нефтегазовой корпорации ONGC (Oil and Natural Gas Corporation Limited).

9 марта 2009 г. был проведен делистинг группы компаний на Лондонской фондовой бирже.

С 2007 г. Компания построила более 350 км нефтепроводов, соединивших нефтепромыслы Imperial Energy с системой трубопроводов компании «Траснефть». Завершение строительства трубопровода позволило Imperial Energy выйти не только на внутренний, но и на внешний рынок.

Эксплуатация нефтепроводов и очистных сооружений осуществляется согласно РД 153-39.4-041-99 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов», ВСН 011-88

«Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание», ОР-75.180.00-КТН-143-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Порядок технического обслуживания, среднего и капитального ремонта внутритрубных очистных устройств», ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01 «Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ООО «Норд Империял» специальными очистными устройствами.

					Анализ существующих технологий, техники и	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Периодичность очистки для поддержания пропускной способности нефтепровода и выбирается на основе расчетов анализа режимов транспортировки в зависимости от количества отложений.

Очередная очистка проводится при уменьшении пропускной способности нефтепровода не более чем на 3%, ухудшении качества нефти и др.

Подготовка и проведение очистки МН должна выполняться в соответствии с принятой технологией и требованиями нормативных документов по охране труда и пожарной безопасности.

Согласно ОР-75.180.00-КТН-143-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Порядок технического обслуживания, среднего и капитального ремонта внутритрубных очистных устройств», организация ООО «Норд Империял» использует для проведения очистки внутренней полости трубопровода следующие очистные устройство:

Семигор-5Д1М

Назначение:

- очистка полости трубопровода от строительного мусора, мягких (в т.ч. нефтяных) и частично твердых отложений, удаление конденсата;
- проведение работ по продувке, промывке или консервации строящихся и эксплуатируемых магистральных, промысловых трубопроводов имеющих запорную арматуру с равнопроходным внутренним сечением;
- проведение работ по заполнению водой для гидроиспытания строящегося участка трубопровода в т.ч. при сложном профиле; вытеснение воды после гидроиспытания;
- предварительное и окончательное удаление жидкости, в т.ч. вытеснение нефти и нефтепродуктов из трубопроводов;
- разделение разнотипных нефтепродуктов при перекачке их последовательно по трубопроводу.

					Анализ существующих технологий, техники и	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Оснащение: данный поршень цельный, т.е. его чистящие элементы несъемные:<

- чистящие диски из полиуретана (ЧД) - 5 шт.;
- манжета полиуретановая (МП) - 1 шт.

Материал поршня: полиуретан.

В ходе исследовательской работы, я пришел к выводу, что очистка проходит не качественно, в силу того, что этот скребок имеет более быстрый износ, не имеет датчика отслеживания местоположения эксплуатируемого объекта нежели очистные устройства на которые я предлагаю заменить:

- СКР4 по ТУ 4834-026-18024722-2004;
- СКР.15 по ТУ 4834-079-18024722-2011;
- ПРВ1 по ТУ 4834-016-18024722-2002;
- ПРВ2 по ТУ 4834-065-18024722-2009;
- СКК по ТУ 4834-012-18024722-2004;
- СНШ по ТУ 4834-022-18024722-2005;
- УКО по ТУ 4834-025-18024722-2004.

Устройствами, применяемыми непосредственно для очистки внутренней полости нефтепровода, являются очистные скребки типа СКР4, скребки типа СКР.15, поршни-разделители типа ПРВ1 и ПРВ2.

Скребки типа СКР4 – это односекционные скребки с подпружиненными рычагами, предназначенные для очистки внутренней полости нефтепровода от АСПО, посторонних предметов, оставшихся после проведения работ и продуктов коррозии и возможностью очистки твердых отложений. Скребки перемещаются в трубопроводе потоком перекачиваемого воздуха [24].

					Анализ существующих технологий, техники и	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26



Рис. 1 – Скребки СКР4

Диапазон характеристик применяемых устройств довольно велик (Таблица 1):

1. Среда эксплуатации скребков – нефть, нефтепродукты, вода, газ;
2. Температура рабочей среды – от -15°C до $+50^{\circ}\text{C}$;
3. Рабочее давление – до 14 МПа;
4. Скорость движения скребка – $0,2 \div 6$ м/с;
5. Минимальное проходное сечение трубопровода – 85%;
6. Минимальный радиус поворота оси трубопровода на 90° - $1,5 \div 3$ DN;
7. Установленный срок службы при замене изнашиваемых деталей – не менее 4 лет;
8. Ресурс пробега скребка – не менее 6000 км.

Таблица 1 – Рабочие характеристики типовых устройств СКР4

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (D_H), мм	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, % D_H (мм)
48-СКР4	1220	2227	1128	85% D_H (1037)
42-СКР4	1067	2053	836	85% D_H (907)
40-СКР4	1020	2038	814	85% D_H (867)
32-СКР4	820	1826	610	85% D_H (697)
28-СКР4	720	1710	482	85% D_H (612)
20-СКР4	530	1307/1417	216/255	85% D_H (451)
16-СКР4	426	1054/1044	115/134	85% D_H (360)
14-СКР4	377	890/880	92/119	85% D_H (320)
12-СКР4	325	786/775	65/76	85% D_H (276)
10-СКР4	273	595	32	80% D_H (218)
219-СКР4	219	529	24	80% D_H (175)
159-СКР4	159	400	12	80% D_H (127)

Поршни-разделители способствуют:

- а) удалению воды из внутренней полости строящихся или реконструируемых трубопроводов после их гидравлических испытаний;
- б) разделению разносортных нефтепродуктов в процессе перекачки; в) освобождению нефтепроводов от нефти под давлением сжатого газа;
- г) удалению отложений со стенок трубопровода.



Рис. 2 – Поршни-разделители типа ПРВ2

Поршни-разделители с манжетами, дополненные калибровочными дисками, позволяют установить наличие дефектов геометрии трубопровода после пропуска.

Таблица 2 – Рабочие характеристики типовых устройств ПРВ2

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (D_H), мм	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, % D_H (мм)
48-ПРВ2	1220	2625	1453	85% D_H (1037)
42-ПРВ2	1067	2432	1025	85% D_H (907)
40- ПРВ2	1020	2432	994	85% D_H (867)
32- ПРВ2	820	1953	553	85% D_H (697)
28- ПРВ2	720	1713	388	85% D_H (612)
20- ПРВ2	530	1427	193	85% D_H (451)

Приборы второй модификации оснащены чистящими дисками и используются в качестве очистных скребков для очистки внутренней поверхности трубопроводов от парафинсодержащих отложений и посторонних предметов.

Диапазон характеристик применяемых устройств (Таблица 2):

- . Среда эксплуатации поршней-разделителей – нефть, нефтепродукты, вода, газ;
- . Температура рабочей среды – от 0°С до +50°С;
- . Рабочее давление – до 14 МПа;
- . Рабочий диапазон скорости – 0,1÷10 м/с;
- . Минимальное проходное сечение трубопровода – 85%DN;
- . Минимальный радиус поворота оси трубопровода на 90° - 3DN;



Рис. 3 – Скребки-калибры типа СКК

Скребки-калибры типа СКК предназначены для замера минимальной величины проходного сечения внутренней полости трубопроводов, определяемой перед пуском очистных

					Анализ существующих технологий, техники и	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

сооружений или внутритрубных диагностических приборов. Когда скребок проходит через трубопровод лепестки калибровочных дисков устройства деформируются на сужении или преградах, затем по величине отгиба определяется минимальное проходное сечение нефтепровода.

Таблица 3 – Рабочие характеристики типовых устройств СКК

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (D _н), мм	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, %D _н (мм)
48-СКК	1220	2195	610	60%D _н (732)
42-СКК	1067	2175	506	60%D _н (640)
40-СКК	1020	1992	430	60%D _н (612)
32-СКК	820	1548	246	60%D _н (492)
28-СКК	720	1551	218	60%D _н (454)
20-СКК	530	1240	96	60%D _н (318)
16-СКК	426	1006	68	60%D _н (256)
14-СКК	377	766	44	60%D _н (226)
12-СКК	325	638	35	60%D _н (195)
10-СКК	273	646	22	60%D _н (164)
219-СКК	219	497	15	60%D _н (132)
159-СКК	159	388	7	60%D _н (120)

Диапазон характеристик применяемых устройств (Таблица 3):

1. Среда эксплуатации скребков-калибров – нефть, нефтепродукты, вода;
2. Температура рабочей среды – от -15°С до +50°С;
3. Максимальное давление среды при эксплуатации –от 8 до 14МПа;
4. Рабочая скорость – до 10 м/ с;
5. Минимальное проходное сечение полости трубопровода – 60÷70%DN;

					Анализ существующих технологий, техники и	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рис. 4 – Снаряды-шаблоны типа СНШ

Снаряды-шаблоны типа СНШ считаются габаритно-взвешенными аналогами профиломеров со автоматическим замерным блоком также предусмотрены для:

- определения способности пропуска по МН профиломеров или других внутритрубных приборов;
- измерения одного самого минимального внутреннего сечения трубопровода на существующем участке.

Таблица 4 – Рабочие характеристики типовых устройств СНШ

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (D _н), мм	Минимальное проходное сечение трубопровода, %D _н (мм)	Максимальное давление среды эксплуатации, МПа
48-СНШ	1220	70%D _н (854)	14
42-СНШ	1067	70%D _н (747)	
40-СНШ	1020	70%D _н (714)	
32-СНШ	820	70%D _н (574)	
28-СНШ	720	70%D _н (504)	
26-СНШ	630	70%D _н (441)	
20-СНШ	530	70%D _н (371)	8
16-СНШ	426	70%D _н (299)	
14-СНШ	377	70%D _н (264)	
12-СНШ	325	70%D _н (228)	

Диапазон характеристик применяемых устройств (Таблица 4):

1. Среда эксплуатации снарядов-шаблонов – нефть, нефтепродукты, вода;
2. Температура рабочей среды – от -15°С до +50°С;
3. Диапазон максимальных давлений среды при эксплуатации – 8-14 МПа;
4. Рабочий диапазон скорости – 0,2÷3 м/ с;
5. Минимальное проходное сечение трубопровода –70%DN;
6. Минимальный радиус поворота оси трубопровода на 90° - 1,5DN;

2.3 Общие требования к обслуживанию очистных устройств

Согласно ОР-75.180.00-КТН-143-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Порядок технического обслуживания, среднего и капитального ремонта внутритрубных очистных устройств», к

					Анализ существующих технологий, техники и	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

обслуживанию очистных устройств применяются следующие требования:

ТО ОУ проводится после каждого его пропуска по трубопроводу. Срок проведения ТО – не более 3 суток после пропуска ОУ.

При ТО выполняется:

- инструментальный контроль изнашиваемых элементов ОУ и их замена при их предельном износе после пропуска;
- визуальный контроль сборочных единиц, выполненных методом сварки;
- визуальный контроль состояния крепежных элементов и их стопорения. Для всех резьбовых соединений проверить динамометрическим ключом соответствие моментов затяжки величинам, указанным в руководстве по эксплуатации на ОУ;
- проверка работоспособности ОУ путем проверки работоспособности отдельных систем и узлов;
- осмотр и проверка ОУ после выполнения всех операций;
- заполнение формуляра на ОУ.
 - ТО проводится в объеме, обеспечивающем выполнение очередного пропуска.
 - Периодичность проведения СР ОУ определяется величиной межремонтного пробега – 1000 км.
 - Периодичность проведения КР ОУ определяется величиной назначенного ресурса или назначенного срока службы, указанных в паспорте на ОУ.
 - КР ОУ выполняется также, если после его пропуска по трубопроводу отдельные детали ОУ получили повреждения, устранение которых невозможно в объеме выполнения СР.
 - Неплановый ремонт проводится в объеме СР или КР при получении ОУ повреждений, которые невозможно устранить в объеме ТО и которые препятствуют выполнению очередных пропусков.

					Анализ существующих технологий, техники и	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

▪ Работы по ТО или ремонту ОУ выполнять вне взрывоопасных зон!

При выполнении работ персоналом должны применяться СИЗ, специальная обувь и специальная одежда, выданные ему в соответствии с типовыми нормами.

▪ При выполнении ТО, СР, КР ОУ непосредственно работающему с ОУ, необходимо руководствоваться действующими в подразделении документами по охране труда, промышленной и пожарной безопасности [35].

2.4 Эксплуатационные требования к узлам КППСОД

• Узлы запуска, приема и запуска-приема СОД магистральных нефтепроводов при реконструкции КППСОД должны быть приведены в соответствие требованиям РД-16.1-60.30.00-КТН-001-1-05.

• Конструктивные параметры реконструированных КППСОД, в части габаритных размеров расширенной части корпуса, оснащенности технологическими патрубками, расположения технологических патрубков по длине корпуса КППСОД, должны соответствовать требованиям ОТТ- 75.180.00-КТН-275-06.

• Реконструированные КППСОД должны быть оборудованы сигнализаторами прохождения СОД, датчиками давления, датчиком герметичности в соответствии с требованиями ОТТ-75.180.00-КТН-275-06.

• КППСОД не должны иметь внутренней арматуры, выступающей внутрь камеры или лотков.

• Во избежание повреждений носителей датчиков и конической манжеты ВИП, патрубки отвода нефти камеры приема СОД должны быть оснащены решетками, соответствующими требованиям ОТТ- 75.180.00-КТН- 275-06.

					Анализ существующих технологий, техники и оборудования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

- КППСОД должны быть оснащены устройством заземления для подключения кабеля заземления ТЗУ в соответствии с требованиями ОТТ- 75.180.00-КТН-275-06.

- КППСОД должны быть доукомплектованы запасочными устройствами. Запасочные устройства должны соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-275-06.

- Материальное исполнение трущихся деталей запасочного устройства должно соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-275-06 и исключать искрообразование.

- Конструкция патрубка для установки запасочного устройства должна соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-275-06 и обеспечивать установку и надежное закрепление запасочного устройства. При проектировании запасочных устройств, патрубков для установки запасочных устройств на камерах запуска СОД, выборе механических параметров используемых тросов и механизмов для запаски, необходимо учитывать усилия запаски комбинированных ВИП в номинальную часть камеры запуска СОД [35].

					Анализ существующих технологий, техники и	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчетная часть

Исходные данные

Диаметр трубопровода 325 мм;

$P = 3,7$ МПа – расчетное рабочее давление;

$\rho = 850$ кг/м³ – плотность перекачиваемой нефти; Категория участка трубопровода - «В» [21]; Сталь 17Г1С-У;

Прокладка трубопровода подземная;

$Q = 1,959$ м³/с – проектная производительность;

$Q_2 = 1,941$ м³/с – производительность после механической очистки; $\delta = 8$ мм – толщина стенки нефтепровода;

$\nu = 0,00004$ м²/с – кинематическая вязкость нефти; $\eta = 0,034$ Па*с – динамическая вязкость нефти;

$\Delta = 0,15$ мм – абсолютная эквивалентная шероховатость $L = 50$ км – длина нефтепровода.

					Повышение эффективности эксплуатации промысловых нефтепроводов Майского месторождения		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Матвеев Р.А				Расчетная часть	Лит.	Лист
Руковод.	Креп В.Г.						Листов
Консульт.							37
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					ТПУ гр. 3-2Б61Т	
							96

3.2 Гидравлический расчет нефтепровода

Все расчеты были выполнены согласно ОР-75.180.00-КТН-018-10 «Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ)», РД 39-30-718-82 «Методика гидравлического расчета при перекачке газонасыщенных нефтей» и Новоселов В. Ф. «Нефтепроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов: Учебное пособие».

Найдём скорость течения жидкости по формуле:

$$v = \frac{Q}{S}, \quad (1)$$

где v – скорость течения нефти, м/с;

$Q = 1,959$ – расход нефти, м³/с;

S – площадь сечения нефтепровода, м²;

$R = 0,595$ – радиус нефтепровода, м.

Рассчитаем площадь сечения нефтепровода по формуле:

$$S = \pi \times R^2 = 3,14 \times 0,595^2 = 1,112 \text{ м}^2, \quad (2)$$

Скорость течения нефти рассчитываем по формуле (1):

$$v = \frac{1,959}{1,112} = 1,762 \text{ м/с}.$$

Начальный напор в нефтепроводе равен:

$$H = \frac{P}{\rho * g} + \frac{v^2}{2 * g} = \frac{3,7 * 10^6}{850 * 9,81} + \frac{1,762^2}{2 * 9,81} = 443,89 \text{ м}$$

Суммарные потери напора на расчетном участке:

$$\Delta H = h_{\text{тр}} + h_{\text{см}} + \Delta Z \quad (3)$$

где $h_{\text{тр}}$ – потери напора на трение, м;

$h_{\text{см}}$ – потери напора на местные сопротивления, м;

ΔZ – разность высотных отметок начала и конца участка, м.

Потери напора на трение находятся по формуле:

$$h_{\text{тр}} = i * l \quad (4)$$

					Расчетная часть	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Гидравлический уклон определяется по уравнению:

$$i = \lambda * \frac{1}{d} * \frac{v^2}{2g} \quad (5)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется в зависимости от значения параметра Рейнольдса:

$$Re = \frac{v*d}{\nu} \quad (6)$$

где ν – кинематическая вязкость нефти. Находим число Рейнольдса по формуле (6):

$$Re = \frac{1,762 * 0,595}{0,00004} = 26209$$

Так как значение числа Рейнольдса больше критического ($Re_{кр}=2320$), то режим течения турбулентный.

Зона сопротивления определяется исходя из относительной шероховатости труб:

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{d} = \frac{0,15}{1200} = 0,000125$$

Для зоны гидравлически гладких труб:

$$\frac{10}{\varepsilon} = 80000$$

					Рассчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Так как число Рейнольдса входит в интервал $Re_{кр} < Re < Re_{\varepsilon}^{10}$, то коэффициент гидравлического сопротивления выражается формулой Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (7)$$

Расчетные коэффициенты принимаются:

$$m = 0,25$$

$$\beta = \frac{0,241}{g} = \frac{0,241}{9,81} = 0,0246$$

Коэффициент гидравлического сопротивления по формуле (7):

$$\lambda = \frac{0,3164}{26209^{0,25}} = 0,02487$$

Гидравлический уклон по формуле (5):

$$i = 0,02487 * \frac{1}{1,2} * \frac{1,762^2}{2 * 9,81} = 0,00328$$

Потери напора на трение по формуле (4):

$$h_{тр} = i * l = 0,00328 * 50000 = 164,142 \text{ м}$$

Суммарные потери напора на участке по формуле (3):

$$\Delta H = 164,142 - 16,89 = 147,252 \text{ м}$$

Потери давления на участке нефтепровода:

$$\Delta P = \lambda * \frac{l}{d} * \frac{v^2}{2} * \rho \quad (8)$$

$$\Delta P = \lambda * \frac{l}{d} * \frac{v^2}{2} * \rho = 0,02487 * \frac{50000}{1,2} * \frac{1,762^2}{2} * 850 = 1,367 \text{ МПа}$$

Напор в конце участка:

$$H_2 = 443,89 - 147,252 = 296,638$$

Давление в конце участка:

$$P_2 = P_1 - \Delta P = 3,7 - 1,367 = 2,323 \text{ МПа}$$

					Рассчетная часть	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.3 Определение сил, воздействующих на очистное устройство при его движении в полости нефтепровода

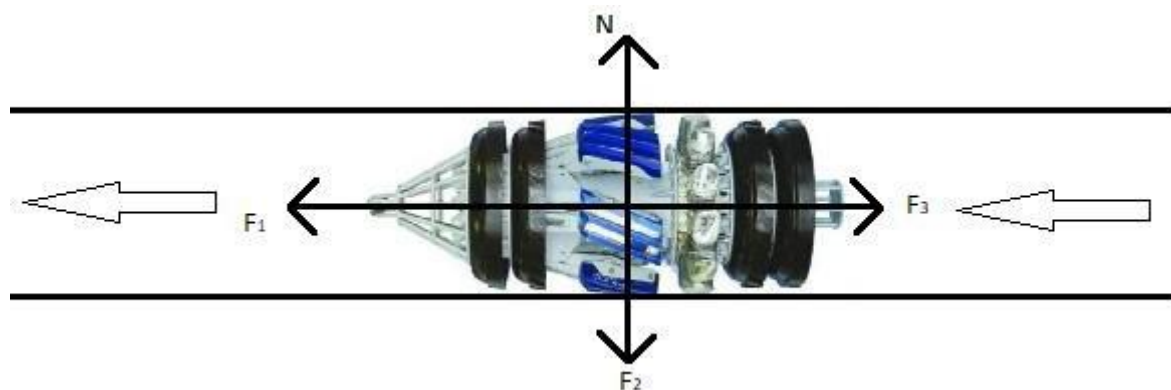


Рис. 5 – Силы, воздействующие на ОУ при прохождении его в полости нефтепровода

Силы, которые действуют на ОУ можно разделить на силу давления нефти, силу трения, силу тяжести и силу реакции опоры. ОУ во время очистки приводится в движение давлением нефти в нефтепроводе. Величину силы, толкающей ОУ определим по формуле:

$$F_1 = P * S, (9)$$

где F – сила, толкающая ОУ, Н;

P – давление в нефтепроводе, МПа;

Рассчитаем силу, толкающую ОУ по формуле (9):

$$F_1 = 3,7 * 10^6 * 1,112 = 4114 \text{ кН.}$$

Силу трения, возникающую при движении ОУ, найдём по формуле:

$$F_{\text{тр}} = \mu * m * g, (10)$$

где $F_{\text{тр}}$ – сила трения, Н;

$m = 1128$ – масса ОУ СКР4, кг;

$g = 9,8$ – ускорение свободного

падения, м/с²; $\mu = 0,35$ –

коэффициент трения.

					Рассчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Рассчитаем силу трения по формуле (10):

$$F_{\text{тр}} = 0,35 * 1128 * 9,81 = 3873 \text{ Н}$$

Силу тяжести можно найти по формуле:

$$F_2 = m * g \quad (11)$$

$$F_2 = 1128 * 9,81 = 11066 \text{ Н}$$

Сила реакции опоры противоположна по направлению силе тяжести и равна по модулю.

Скорость движения ОУ в нефтепроводе определяется как:

$$v = \frac{P * Q}{F} \quad (12)$$

$$v = \frac{3,7 * 10^6 * 1,959}{4114 * 10^3 + 3873} = 1,76 \text{ м/с}$$

Чистящий диск на 20 мм больше внутреннего диаметра трубопровода, поэтому при движении ОУ в полости нефтепровода он изгибается и за счёт этого плотней прижимается к поверхности нефтепровода, это повышает качество очистки.

3.4 Определение количества нефти, подлежащей обработке ингибитором парафиноотложения

Количество нефти, подлежащей обработке ингибитором парафиноотложения, складывается из объема нефти между очистными устройствами.

3.5 Определение параметров парафиноотложения

Определим фактическую величину гидравлического уклона по формуле:

					Рассчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$$i_{\Phi} = \frac{\frac{r_1 - r_2}{\rho g} - \Delta Z}{l} \quad (13)$$

$$i_{\Phi} = \frac{\frac{(3,7 - 2,323) * 10^6}{850 * 9,81} - 10,89}{50000} = 0,00296$$

Найдем теоретический гидравлический уклон по формуле:

$$i = \beta \frac{\mu^{2-m}}{D_{\text{ЭН}}^{5-m}} \quad (14)$$

Теоретический гидравлический уклон по формуле (14):

$$i = 0,0246 \frac{1,959^{2-0,25} 0,00004^{0,25}}{1,2^{4,75}} = 0,00267$$

Условие $i_{\Phi} > i$ выполняется.

Найдем эффективный диаметр трубопровода: Эффективный диаметр – это такое значение внутреннего диаметра нефтепровода, которое соответствует фактическим потерям напора и учитывает влияния различных отложений на его гидравлическую характеристику [19]:

$$D_{\text{ЭФ}} = \left(\frac{\beta * Q^{2-m} * \mu^m}{i_{\Phi}} \right)^{\frac{1}{4,75}} \quad (15)$$

$$D_{\text{ЭФ}} = \left(\frac{0,0246 * 1,959^{1,75} * 0,00004^{0,25}}{0,00296} \right)^{\frac{1}{4,75}} = 1,184 \text{ м}$$

Рассчитаем эффективность работы участка:

$$E = \left(\frac{D_{\text{ЭФ}}}{D_{\text{ЭН}}} \right)^{5-m} \quad (16)$$

$$E = \left(\frac{1,184}{1,2} \right)^{4,75} = 0,9382$$

Найдем объем отложений по формуле:

$$V_{\text{от}} = S * L (1 - E^{2-m}) \quad (18)$$

$$V_{\text{от}} = 1,112 * 50000 (1 - 0,9382^{2-0,25}) = 3909,23 \text{ м}^3$$

					Рассчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Рассчитаем фактический расход нефти:

$$Q_{\phi} = Q * E^{2-m} \quad (19)$$

$$Q_{\phi} = 1,959 * 0,9382^{2-0,25} = 1,889 \text{ м}^3/\text{с}$$

Фактическая производительность в результате механической очистки

$$\text{увеличилась на } \frac{Q_2 - Q_{\phi}}{Q_{\phi}} * 100\% = 2,75 \%$$

После введения в нефть ингибиторов парафинообразования фактическая

$$\text{производительность увеличилась еще на } \frac{Q - Q_2}{Q_2} * 100\% = 0,93 \%$$

В результате всего комплекса операций по очистке внутренней полости нефтепровода его производительность увеличилась на 3,68 %.

					Рассчетная часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данной дипломной работе проектируется предприятие ООО «Норд Империял». Наибольшее внимание, согласно специальности, уделено расчету нефтепровода.

Целью данного раздела является анализ ресурсоэффективности и конкурентоспособности проектируемого предприятия. Для этого будет проведен анализ конкурентоспособности, SWOT-анализ, осуществлено планирование работ по расчету электрической части проекта и рассчитан бюджет затрат.

Работы по выполнению проекта производилась группой квалифицированных работников, состоящей из двух человек – руководителя и инженера.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта

Данное предприятие может представлять интерес для организаций, работающих в сфере коммунальных услуг, электроэнергетическом секторе, промышленном секторе, а также для физических лиц. Поэтому можно говорить о том, что проект имеет высокий коммерческий потенциал.

Для анализа потребителей необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Сегментирование проводится по двум основным критериям – размер потребителя и вид выпускаемой продукции. Карта сегментирования приведена в таблице 4.1.

					Повышение эффективности эксплуатации промышленных нефтепроводов Майского месторождения		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Матвеев Р.А			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист
Руковод.		Креп В.Г.					Листов
Консульт.							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					ТПУ гр. 3-2Б61Т		

Таблица 4.1 – Карта сегментирования рынка

		Вид продукции	
		Товарная нефть	
Размер потребителя	Крупные		
	Средние		



– Газпромнефть;

– Транснефть;

– Прочие предприятия среднего сегмента;

По карте сегментирования видно, что у всей выпускаемой продукции есть свой целевой потребитель, но предприятия потребляющие наш продукт в основном крупные.

4.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих предприятий, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в производственный процесс, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

В таблица 4.2 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений. Сравнение производилось с конкурирующими предприятиям ОАО «Сибирские приборы и системы», г. Омск и ООО «Приборы», г. Новосибирск. Эти предприятия наиболее близко расположены к Томску, и схожи по производимой продукции, а также имеют общий рынок сбыта.

Таблица 4.2 – Оценочная карта

Критерий оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда	0,10	3	2	2	0,30	0,20	0,20
2. Надежность	0,10	3	2	3	0,30	0,20	0,30
3. Безопасность	0,10	4	3	3	0,40	0,30	0,30
4. Функциональная мощность	0,05	5	2	3	0,25	0,10	0,15
5. Энергоэффективность	0,15	5	2	2	0,75	0,30	0,30
6. Современная элементная база	0,05	5	2	3	0,25	0,10	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Уровень проникновения на рынок	0,20	4	5	4	0,80	1,00	0,80
2. Цена	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,20	5	3	3	1,00	0,60	0,60
Итого	1,00	37	24	26	4,20	2,95	2,95

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется

$$K = \sum (B_i \cdot B_i),$$

где K – конкурентоспособность конкурента;

B_i – вес показателя, в долях единицы;

B_i – балл i -го показателя.

По результатам расчета видно, что рассматриваемое предприятие конкурентоспособно, по сравнению с предприятиями аналогичного профиля. Наибольшие преимущества наблюдаются в сфере безопасности и энергоэффективности, в сроке эксплуатации и в современной элементной базе, благодаря применению современного оборудования. Но у предприятия недостаточный уровень проникновения на рынок, так как предприятие новое и на это потребуется некоторое время.

6.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

SWOT-анализ используется для определения слабых и сильных сторон проекта, таблица 4.3.

Таблица 4.3 – SWOT-анализ

	Сильные стороны	Слабые стороны
	С1. Высокая степень поддержки государством С2. Высокая ресурсоэффективность С3. Удобное местоположение предприятия С4. Квалифицированный персонал	Сл1. Текучесть кадров Сл2. Ограниченность выпускаемой продукции Сл3. Отсутствие дополнительных услуг Сл4. Сложность транспортировки продукции
Возможности	Повышение конкурентоспособности за счет разработки новых технологий и применения новых источников энергии. Выход на новые рынки или сегменты рынка	Качественная работа с потенциальными потребителями. Расширение сетевых активов. Работа с потенциальными инвесторами.
Угрозы	Анализ деятельности новых игроков на рынке. Своевременное обучение и повышение квалификации персонала.	Своевременное обновление оборудования. Решение проблем с транспортной логистикой
В1. Увеличение активов за счет строительства сетей В2. Использование новых источников энергии В3. Определение целевой аудитории В4. Привлечение инвесторов		
У1. Новые игроки на рынке У2. Нестабильная ситуация в экономике У3. Быстрое устаревание оборудования У4. Ограничение экспорта продукции		

Для выявления соответствия сильных и слабых сторон внешним условиям строится интерактивная матрица проекта, таблица 4.4. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
		C1	C2	C3	C4
Возможности	B1	+	+	–	–
	B2	+	+	+	+
	B3	–	–	–	+
	B4	+	–	–	–
Результат	B1C1C2; B2C1C2C3C4; B3C4; B4C1				
Угрозы	У1	+	–	+	–
	У2	+	+	–	0
	У3	+	0	–	–
	У4	0	–	+	–
Результат	У1C1C3; У2C1C2; У3C1; У4C3				
Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности	B1	–	+	–	+
	B2	–	+	+	0
	B3	–	+	+	+
	B4	–	+	+	+
Результат	B1Сл2Сл4; B2Сл2Сл3; B3Сл2Сл3Сл4; B4Сл2Сл3Сл4				
Угрозы	У1	0	0	+	–
	У2	–	+	–	–
	У3	–	+	0	0
	У4	–	+	–	+
Результат	У1Сл3; У2Сл2; У3Сл2; У4Сл2Сл4				

В результате проведения SWOT анализа были выявлены основные проблемы, с которыми сталкивается или может столкнуться в будущем предприятие. А также способы их решения. Для уменьшения угроз необходимо:

- производить анализ деятельности новых игроков на рынке и действовать на опережение, расширяя ассортимент и повышая качество продукции;
- для уменьшения влияния мировой экономической рецессии необходимо делать упор на поставки сырья и комплектующих российского производства;
- своевременно обновлять технологическое оборудование;
- для уменьшения ограничения экспорта продукции необходимо делать упор на внутренний рынок.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для борьбы со слабыми сторонами необходимо:

- качественно решать вопросы внутренней политики предприятия – повышать квалификацию сотрудников, обеспечивать социальные потребности, поощрять, обеспечивать профессиональный рост;
- расширять ассортимент, в расчете как на крупных потребителей, так и на средних;
- заниматься не только расширением номенклатуры товара, но и предлагать услуги по монтажу, доставке и наладке;
- решать вопросы логистики.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Планирование научно-исследовательской работы

1. Структура работ в рамках научного исследования

Реализация научно-исследовательского проекта по эксплуатации оборудования для слива и налива нефтепродуктов железнодорожным транспортом состоит из 10 основных этапов, которые составляют структуру научного исследования. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Подготовительный этап	1	Выбор темы выпускной квалификационной работы	Научный руководитель, инженер
	2	Составление календарного плана написания выпускной квалификационной работы	Научный руководитель, инженер
	3	Подбор литературы для написания выпускной квалификационной работы	Научный руководитель, инженер
Основной этап	4	Изучение, анализ, систематизация информации для выполнения выпускной квалификационной работы	Инженер
	5	Написание теоретической части выпускной квалификационной работы	Инженер
	6	Подведение промежуточных итогов выпускной квалификационной работы	Научный руководитель, инженер
	7	Выполнение практической части выпускной квалификационной работы	Инженер
	8	Анализ полученных результатов	Инженер
Заключительный этап	9	Подведение итогов выпускной квалификационной работы	Научный руководитель, инженер
	10	Оформление расчетно- пояснительной записки выпускной квалификационной работы	Инженер

2. Определение трудоемкости выполнения работы

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;
 $t_{min\ i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Определение продолжительности каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i}$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Результаты расчетов представлены в таблице 3

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

3. Разработка графика проведения научного исследования

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot T_{кал}$$

где T_{ki} – продолжительность i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

Коэффициент календарности в 2020 году составил:

$$K_{кал} = \frac{365}{365 - 118} = 1,447$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} необходимо округлить до целого числа.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблице 3-Показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Деятельность работ T_{pi}	Деятельность работ в календарных днях T_{ki}
	T min	T max	T ожі			
Выбор темы ВКР	1	3	2	Научный руководитель, инженер	2	3
Составление календарного плана написания ВКР	2	4	2,3	Научный руководитель, инженер	1	1
Подбор литературы для написания ВКР	2	4	2,5	Научный руководитель, инженер	1	1
Изучение, анализ, систематизация информации для выполнения ВКР	10	15	13	Инженер	13	19
Написание теоретической части ВКР	13	19	18	Инженер	18	27
Подведение промежуточных итогов ВКР	1	3	2	Научный руководитель, Инженер	1	1
Выполнение расчетной части ВКР	9	16	14	Инженер	14	21
Анализ полученных результатов	2	4	3	Инженер	3	4
Подведение итогов ВКР	2	4	3	Научный руководитель, Инженер	3	4
Оформление расчетно-пояснительной записки ВКР	1	3	2	Инженер	2	3

Таблица 4 –Календарный план-график выполнения ВКР

№ работы	Вид работ	Исполнители	Кал. Дн.	Продолжительность выполнения работ								
				Март			Апрель			Май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Выбор темы ВКР	Научный руководитель, инженер	3	■								
2	Составление календарного плана	Научный руководитель, инженер	2		■	■						
3	Подбор литературы для ВКР	Научный руководитель	1			■						
4	Изучение, анализ, систематизация информации для ВКР	Инженер	20				■	■				
5	Написание теоретической части ВКР	Инженер	26					■	■	■		
6	Подведение промежуточных итогов	Научный руководитель, инженер	1						■			
7	Выполнение расчетной части ВКР	Инженер	21						■	■	■	
8	Анализ полученных результатов	Инженер	4							■	■	
9	Подведение итогов ВКР	Научный руководитель, инженер	4							■		
10	Оформление расчетно-пояснительной записки ВКР	Инженер	3								■	■

Построенный календарный план-график показывает, что наиболее продолжительными этапами работы являются: «Написание теоретической части ВКР» (26 дней), «Выполнение расчетной части ВКР» (21 день) и «Изучение, анализ, систематизация информации для выполнения ВКР» (20 дней). В ходе написания ВКР руководитель темы участвует в работе в течении 5 календарных дней, студент – в течении 85 календарных дней. Общая продолжительность работ в календарных днях составила 85 дней.

Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

4. Расчет материальных затрат НТИ

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу

Таблица 5 – Материальные затраты

Наименование		Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Бумага	пачка	1	300	300
Картридж	шт.	1	800	800
Ручка	шт.	5	15	75
Карандаш	шт.	3	10	30
Тетрадь	шт.	2	35	70
Итого			1275	

5. Оборудование и амортизация

В данную часть включены затраты на оборудование необходимого для проведения работ.

Персональный компьютер – 30000 рублей;

Код ОКОФ (Общероссийский классификатор основных фондов) для компьютеров — 330.28.23.23, что соответствует 2 группе амортизации, со сроком полезного использования более 2-х лет, до 3-х включительно. Планируем использовать ПК в течение 3 месяцев.

$$A_n = \frac{1}{n} \cdot 100\% = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3 \%$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_r = 30000 \cdot 0,33 = 9900 \text{ рублей}$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_m = \frac{9900}{12} = 825 \text{ рублей}$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 825 \cdot 3 = 2475 \text{ рублей}$$

6. Основная заработная плата исполнителей темы

Заработная плата научного руководителя и инженера включает основную заработную плату и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (15 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) научного руководителя и инженера рассчитана по следующей формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + K_p + K_d) \cdot K_r$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент;

k_d – коэффициент доплат и надбавок;

k_r – районный коэффициент.

Месячный должностной оклад руководителя темы, руб.:

$$Z_m = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,3) \cdot 1,3 = 54704$$

Месячный должностной оклад инженера (дипломника), руб.:

$$Z_m = 17000 \cdot (1 + 0,2 + 0,2) \cdot 1,3 = 30940$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6 –Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель темы	Инженер (дипломник)
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	118	118
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	28	28
- невыходы по болезни	15	5
Действительный годовой фонд рабочего времени	190	200

Среднедневная заработная плата научного руководителя, руб.:

$$З_{\text{дн}} = \frac{54704 * 10,4}{190} = 2994,3$$

Среднедневная заработная плата инженера, руб.:

$$З_{\text{дн}} = \frac{30940 * 11,2}{200} = 1732,6$$

Рассчитаем рабочее время:

Руководитель: Т_р=13 раб.дней

Инженер: Т_р=67 раб.дней

Основная заработная плата научного руководителя составила:

$$З_{\text{ос}} = 2994,3 * 13 = 38925,9 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата инженера составила:

$$З_{\text{осн}} = 1732,6 * 67 = 116084,2 \text{ руб.}$$

Таблица 7 – Расчет основной заработной платы научного руководителя и инженера

Исполнители	З _{тс} , руб.	к _{пр}	к _д	к _р	З _м , руб	З _{дн} , руб.	Т _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.
Научный руководитель	26300	0,3	0,3	1,3	54704	2994,3	13	38925,9
Инженер	17000	0,2	0,2	1,3	30940	1732,6	67	116084,2
Итого З _{осн}					155010,1			

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение				Лист
									60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

7. Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$З_{\text{доп}} = K_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты, 0,12;

$З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

Таблица 8 – Дополнительная заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Инженер
Основная зарплата	38925,9	116084,2
Дополнительная зарплата	4671,1	13930,1
Итого, руб	173611,3	

8. Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$С_{\text{внеб}} = K_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}})$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

$$С_{\text{внеб}} = K_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot 173611,3 = 52083,4$$

9. Накладные расходы

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 3) \cdot K_{\text{нр}}$$

Накладные расходы составили:

$$З_{\text{накл}} = (1275 + 173611,3) \cdot 0,16 = 27981,8$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

10.Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Таблица 9 – Расчет бюджета затрат ВКР

Наименование статьи	Сумма, руб.	Доля от общих затрат, %
1. Материальные затраты НТИ	1275	0,5
2. Амортизационные отчисления	2475	0,97
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	155010,1	60,8
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	18601,2	7,3
5. Отчисления на социальные нужды	52083,4	20,4
6. Накладные расходы	27981,8	10,9
7. Бюджет затрат НТИ	254951,5	100

Таким образом, оценка аварийного и эколого-экономического рисков позволяет разработать мероприятия по снижению уровня риска в целях повышения безопасности перевозок и сохранности грузов. Эколого-экономическая оценка аварийного риска позволит грузоперевозчикам, страхователям и страховщикам грузов оценивать и предвидеть возможные убытки от аварийных происшествий при перевозке нефтепродуктов на железнодорожном транспорте.

В работе была определена трудоемкость выполнения работы, длительность выполнения работ в рабочих и календарных днях. Составлен календарный план-график выполнения ВКР, который показывает, что наиболее продолжительными этапами работы являются: «Написание теоретической части ВКР» (26 дней), «Выполнение практической части ВКР» (21 день) и «Изучение, анализ, систематизация информации для выполнения

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВКР»(20 дней). В ходе НИР руководитель темы участвует в работе в течении 5 календарных дней, студент – в течении 85 календарных дней.

Был рассчитан бюджет научно-технического исследования. Были рассчитаны материальные затраты НТИ, основные и дополнительные заработные платы руководителя и студента, амортизация, отчисления на социальные нужды и накладные расходы. Проведенный расчет стоимости НТИ показал, что общая стоимость составляет 257426,5 рубль, из них на зарплату приходится самый большой процент затрат, 60,8%.

По данной работе можно сделать вывод, что предприятие имеет высокий спрос, оно конкурентноспособно и перспективно. Для совершенствования и повышения прибыли требует постоянное обновление материальной базы и профессионализма сотрудников.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

5 Технологическая часть

5.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения

5.1.1 Состав и свойства АСПО

Асфальтосмолопарафиновыми отложениями называются тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняющие её добычу, транспорт и хранение

По своей природе нефть представляет собой сложный взаимно сопряжённый раствор углеводородов и гетероатомных органических соединений (серных, азотистых, кислородных и некоторых других). Нефть – не просто растворённое вещество в растворителе, а взаимный раствор ближайших гомологов и иных соединений друг в друге. Сопряжённым этот раствор можно назвать и потому, что, растворяясь друг в друге, близкие по строению структуры составляют систему, представляющую нефть в целом [5].

По групповому составу нефти выделяются три класса углеводородов:

- метановые, или парафиновые (алканы);
- полиметиленовые, или нафтеновые (циклоалканы);
- ароматические (арены).

Алканы – насыщенные углеводороды с общей формулой C_nH_{2n+2} . Содержание их в нефти составляет от 2 до 30-70 %. Различают алканы нормального строения (н-алканы - пентан и его гомологи), изостроения (изоалканы - изопентан и др.) и изопреноидного строения (изопрены – пристан, фитан и др.).

					Повышение эффективности эксплуатации промысловых нефтепроводов Майского месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Матвеев Р.А			Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					64	96
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б61Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Алканы обычно присутствуют в нефти во всех трёх агрегатных состояниях: в виде растворенного газа (C_1-C_4), в виде жидкости (C_5-C_{15}) и в твёрдом состоянии (C_{16} и выше). Газообразные алканы образуют основную массу природного и попутного газа, почти всегда сопровождающего нефть, и находятся в ней в растворённом состоянии. Жидкие алканы присутствуют в составе жидкой фракции нефти. Твёрдые алканы входят в состав асфальтосмолопарафиновых отложений, химический состав которых в зависимости от возраста и происхождения нефти изменяется в довольно широких пределах [21].

В нефти присутствуют все изомеры алканов: моно-, ди-, три-, тетразамещенные. Из них преобладают в основном монозамещенные, с одним разветвлением. Предельные углеводороды в химическом отношении подобны метану. Они инертны, вступают лишь в реакцию замещения водорода, протекающую крайне медленно, и не обесцвечивают растворы брома и перманганата калия. Все предельные углеводороды горят и могут быть использованы в качестве топлива [22].

Циклоалканы – насыщенные алициклические УВ. К ним относятся моноциклические с общей формулой C_nH_{2n} , бициклические – C_nH_{2n-2} , трициклические – C_nH_{2n-4} , тетрациклические – C_nH_{2n-6} .

В состав нефтепромысловых АСПО входят твёрдые парафины, смолы, асфальтены, пиридины, а также минеральные вещества в виде растворов солей или коллоидно-диспергированных соединений.

Твёрдые парафины представляют собой смесь собственно парафинов и церезинов.

Парафины – смесь предельных углеводородов от C_{16} до C_{35} , преимущественно нормального строения с молекулярной массой 300...450 и температурой плавления 45...65 °С. Имеют ярко выраженную кристаллическую структуру. Плотность парафинов в твёрдом состоянии составляет от 865,0 до 940,0 кг/м³.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Парафины являются химически устойчивыми соединениями, растворяются в лёгком бензине и индивидуально насыщенных углеводородах, пентане, гексане, гептане. Парафины в нефтях находятся либо в растворенном, либо во взвешенном кристаллическом состоянии. Гибридные углеводороды (церезины) – углеводороды смешанного строения: парафино–нафтового, парафино–ароматического, нафто– ароматического. В основном, это твёрдые алканы с примесью длинноцепочечных УВ, содержащих циклановое или ароматическое ядро. Церезины – смесь предельных углеводородов с числом атомов углерода от C_{36} до C_{55} , преимущественно разветвлённых алифатических, в виде воскообразного вещества от белого до коричневого цвета, молекулярной массой 500...750 и температурой плавления 65-88 °С. По сравнению с парафином обладают меньшей химической устойчивостью, а также большей вязкостью и способностью загущать масла, что обусловлено их мелкокристаллической структурой. Церезины растворимы в воде, спиртах, хорошо растворимы в бензине, ограниченно – в минеральных маслах.

Парафины и церезины различают по химическим свойствам. Например, церезины легко попадаются действию окислителей, с которыми парафины на холоде не вступают в реакцию (азотная кислота, хлорсульфоновая кислота).

Сырьем для получения парафинов служит обычно нефть, а церезин может быть выделен из остаточных нефтепродуктов, а также из озокерита. Озокерит, или горный воск, состоит главным образом из церезина с большим или меньшим содержанием других веществ (песчаник, нефтеобразные масла, смолы). После отделения сопровождающих минеральных пород и удаления из озокерита масел (при перегонке с водяным паром, с последующей отгонкой в вакууме) получают различные сорта товарного церезина.

					Технологическая часть	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Смолисто-асфальтеновые вещества представляют собой смесь высокомолекулярных соединений, состоящих из конденсированных циклических структур, содержащих нафтеновые, ароматические и гетероциклические кольца с боковыми алифатическими цепями. В своём составе содержат 78...88% углерода, 8...10% водорода и 4...14% гетероатомов.

Смолисто-асфальтеновые вещества подразделяются на несколько самостоятельных групп:

- мальтены — смесь смол с масляными фракциями нефти; обычно растворимы в низкокипящих алифатических углеводородах C_5-C_8 ;
- асфальтены — наиболее высокомолекулярные гетероорганические вещества, представляющие собой твёрдые продукты от чёрно-бурого до чёрного цвета плотностью чуть больше 1000 кг/м^3 . молекулярная масса колеблется от 1500 до 10000;
- карбены — коксообразные вещества, образующиеся в следствии уплотнения асфальтенов в присутствии серы.;
- карбоиды — коксообразные, нерастворимые вещества в органических растворителях.

Смолы — выделенные из мальтенов вязкие жидкости или аморфные твёрдые тела, обладающие высокой пластичностью и вязкостью, окрашены обычно в бурый или чёрный цвет. молекулярная масса их колеблется от 400 до 1800, удельный вес близок к 1000 кг/м^3 . Смолы, входящие в состав АСПО, представлены прежде всего нейтральными смолами, выделенными с помощью силикагеля и хлороформа (четырёххлористым углеродом). Относительная плотность смол от 0,99 до $1,08 \text{ г/см}^3$. С повышением концентрации в растворе смолы, с одной стороны, замедляют рост кристаллов, а с другой, — способствуют деформации поверхности кристаллов и возникновению на них новых центров кристаллизации [6].

5.1.2 Факторы, влияющие на образование АСПО

В полости магистральных нефтепроводов могут образовываться и накапливаться:

- парафино-смолистые отложения;
- агрессивные отложения;
- скопления воды;
- скопления газа;
- грунт, песок, камни, электроды и другие посторонние предметы.

В зависимости от состава и содержания твёрдых углеводородов прочность отложения существенно различается.

Образование парафино-смолистых отложений связано с выделением их из транспортируемой нефти и является результатом процессов закрепления частиц на стенках труб и выноса их потоком жидкости.

Интенсивность образования парафино-смолистых отложений зависит от физико-химических свойств нефти, температуры потока и гидродинамических условий перекачки. С ростом скорости движения нефти интенсивность отложений возрастает, что объясняют увеличением турбулизации потока и, следовательно, увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности трубы, флотирующих взвешенные частицы парафина и асфальтосмолистых веществ [18].

5.1.3. Применение ингибиторов парафинообразования

Ингибиторы парафиноотложения разрабатываются и производятся различными компаниями. Для конкретных условий применения индивидуально подбирается существующий ингибитор или синтезируется новый. Известны следующие основные виды ингибиторов парафиноотложения [19]:

- 1) химические вещества неполимерного типа (алкилнафталины; эфиры многоатомных кислот и спиртов; амиды, содержащие длинные алкилы).

					Технологическая часть	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2) сополимеры:

- малеинового ангидрида;
- этилена с полярными мономерами (винилацетатом, эфиром акриловой кислоты);
- винилацетата с фумаровой кислотой;
- алкил(мет)акрилатов, полиалкил(мет)-акрилатов;
- ароматических углеводородов, состоящие из двух или трех мономеров;

полиолефинового типа (этилен-пропилен, этилен-пропилен-диен и продукты их деструкции, сополимеры α -олефинов, модифицированные полиолефины);

Товарные формы ингибиторов парафиноотложения реализуются под различными марками так называемых депрессорных присадок. Добавление ингибиторов в парафинистые конденсаты не влияет на термодинамику выпадения парафинов в твердую фазу. Зависимость количества выпавшего в твердую фазу парафина от температуры остается неизменной для чистого конденсата и его смесей с ингибитором. Но ингибиторы значительно изменяют пространственную структуру выпавших парафинов. Они уменьшают размеры кристаллических образований и делают решетку менее связанной. Ее прочность снижается. Это влечет уменьшение предела прочности парафиновой структуры при ее охлаждении в покое. Чем менее прочной становится кристаллическая решетка, тем ниже значение предела прочности парафиновой структуры и эффективнее применяемый ингибитор [20].

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

5.2 Виды очистки внутренней полости нефтепроводов

В зависимости от свойств перекачиваемой нефти – вязкости, плотности, содержания парафина, скорости потока нефти, сезонных изменений температуры нефти, интенсивности отложения парафина на стенках нефтепровода, устанавливаются следующие виды очистки [27] [25]:

- периодическая (плановая) – выполняется при текущей эксплуатации, с целью удаления парафиновых отложений для обеспечения плановых показателей пропускной способности нефтепровода и энергозатрат на перекачку нефти, удаления скоплений воды, с целью предупреждения развития внутренней коррозии нефтепроводов;
- внеочередная (внеплановая) – выполняется при увеличении по сравнению с плановыми энергозатратами, уменьшении пропускной способности, уменьшении эффективного диаметра нефтепровода;
- преддиагностическая – выполняется для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода для проведения внутритрубной диагностики.

5.3 Периодичность очистки внутренней полости нефтепроводов

Промысловые нефтепроводы в зависимости от характеристик перекачиваемой нефти и особенностей эксплуатации нефтепроводов подразделяются по: вязкости, содержанию парафина в нефти, скорости потока, перепаду температуры [28].

По вязкости перекачиваемой нефти:

- до 30 сСт;
- от 30 до 50 сСт;
- более 50 сСт.

По содержанию парафина в нефти:

- менее 3%;
- от 3 до 6 %;
- более 6%.

					Технологическая часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По скорости потока нефти:

- менее 0,5 м/сек;
- от 0,5 до 1,5 м/сек;
- более 1,5 м/сек.

По перепаду температуры нефти по длине нефтепровода:

- менее 5 град. С/100 км;
- от 5 до 15 град. С/100 км;
- более 15 град. С/100 км.

Промысловые нефтепроводы в зависимости от характеристик нефти, особенностей эксплуатации и изменения температуры нефти по длине нефтепровода подразделяются на 7 групп (Таблица 13).

Периодичность очистки устанавливается как:

- не менее 1 раза в 90 суток для нефтепроводов 1 и 2 группы;
- не менее 1 раза в 60 суток для нефтепроводов 3 и 4 группы;
- не менее 1 раза в 45 суток для нефтепроводов 5 и 6 группы;
- не менее 1 раза в 30 суток для нефтепроводов 7 группы.

					Технологическая часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 13 – Группы нефтепроводов

Скорость потока нефти, м/с	Перепад температуры по длине нефтепровода, град/100 км	Вязкость перекачиваемой нефти, сСт								
		до 30			от 30 до 50			более 50		
		Содержание парафинов, %								
		менее 3	от 3 до 6	более 6	менее 3	от 3 до 6	более 6	менее 3	от 3 до 6	более 6
		Группа нефтепровода								
более 1,5	менее 5	1	2	3	2	3	4	3	4	5
	от 5 до 15	2	3	4	3	4	5	4	5	6
	более 15	3	4	5	4	5	6	5	6	7
от 0,5 до 1,5	менее 5	2	3	4	3	4	5	4	5	6
	от 5 до 15	3	4	5	4	5	6	5	6	7
	более 15	4	5	6	5	6	7	6	7	-
менее 0,5	менее 5	3	4	5	4	5	6	5	6	7
	от 5 до 15	4	5	6	5	6	7	6	7	-
	более 15	5	6	7	6	7	-	7	-	-

Типы и количество ОУ при проведении плановой очистки определяются в зависимости от периодичности очистки и протяженности нефтепровода по таблице 14 [27]:

Таблица 14 – Тип и количество ОУ при проведении периодической очистки нефтепровода

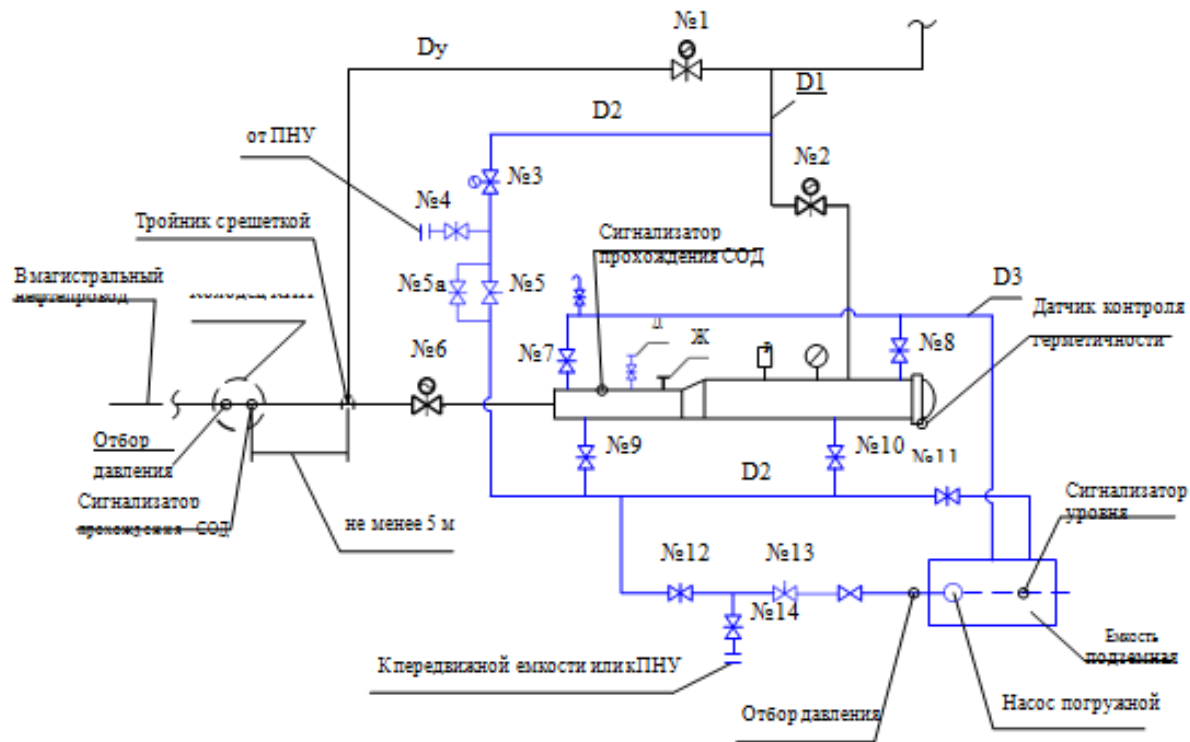
Протяженность участка	Периодичность очистки, сутки	
	более 45 суток	45 суток и менее
до 150 км	1 шт: СКР4 (СКР3, СКР2, ПРВ1, СКР1)	2 шт: СКР4 (СКР2, СКР3) + ПРВ1 (СКР1)
более 150 км	1 шт: СКР4	2 шт: СКР4 + ПРВ1

5.4 Технология запуска очистного устройства

Пример технологической схемы узла запуска СОД приведен на рисунке 7.

1) Исходная позиция задвижек на КПП СОД:

- задвижка № 1 открыта; задвижки №2, 3 ,4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 11, 12, 13, 14 закрыты;
- комбинированный ВИП запасован в КПП СОД таким образом, чтобы 2 передние манжеты вошли в часть камеры с номинальным диаметром;



Условные обозначения

- - основные технологические трубопроводы
- - дренажные и вспомогательные трубопроводы
- Dy - условный диаметр магистрального нефтепровода, мм
- D1 - условный диаметр трубопровода подвода нефти, мм
- D2 - условный диаметр дренажных и вспомогательных трубопроводов, мм
- D3 - условный диаметр трубопровода газозооушной линии, мм
- Д - патрубкоу для поаачи пара или инертного газа
- Ж - патрубок для установки запасовочного устройства |
- ПНУ - передвижная насосная установка
- ⊗ - запорная арматура с электроприводом
- ⋈ - затвор обратный
- ⋈ - запорная арматура с ручным управлением
- ⋈ - регулирующий орган с ручным управлением
- ⊙ - манометр
- - датчик давления
- ⋈ - воздушник

Рис. 7 – Технологическая схема узла запуска СОД

					Технологическая часть	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- заполнение КПП СОД нефтью из магистрального нефтепровода, до начала комбинированного ВИП, проводится через систему дренажных и вспомогательных трубопроводов при открытых задвижках № 3, 7, 8, 9, 10, обеспечивая малую подачу задвижкой № 5, и закрытых задвижках № 2, 4, 5а, 6, 11, 12, 14;

- контроль заполнения камеры проводится по изменению уровня в дренажной емкости. При изменении уровня в емкости более чем на 0,3 м камера считается заполненной.

2) Закрыть задвижки №№ 3, 5, 7, 8, 9, 10.

3) Выровнять давление между магистралью (отбор давления в колодце КИП) и камерой пуска (манометр), приоткрыв и закрыв задвижку № 2.

4) Запуск комбинированного ВИП производить при открытых задвижках № 2, 6, закрытых задвижках № 3, 4, 7- 12, 14 и закрытии задвижки № 1.

5) Изолировать камеру пуска, закрыв задвижки № 2 и № 6.

Технические указания:

- заполнение нефтью камеры пуска СОД условным диаметром до 250 мм включительно из магистрального нефтепровода следует осуществлять с производительностью не более 10 м³/ч, условным диаметром от 300 до 500 мм включительно – не более 25 м³/ч, условным диаметром от 700 до 1200 мм – с производительностью не более 50 м³/ч;

- управление скоростью подачи нефти в камеру из магистрального нефтепровода осуществляется регулирующим органом № 5. Степень регулировки определяется с помощью пробного заполнения подземной дренажной емкости в период пуско-наладочных работ. Изменение уровня в дренажной емкости во время пробного заполнения должно определяться с помощью переносного уровнемера. При достижении уровня 2/3 от максимального заполнения подземной емкости следует прекратить

		-			Технологическая часть	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- путем закрытия задвижки № 3. Повторное заполнение производить после полной откачки нефти из емкости [31].

Подготовительные работы на камерах и узлах запуска, пропуска и приема при выполнении диагностики комбинированными ВИП, технологические переключения режимов работы нефтепровода, технологические переключения при пуске, соблюдение режимов работы при пропуске, технологические переключения при приеме должны соответствовать требованиям инструкции по пропуску СОД на каждый участок магистральных нефтепроводов. Инструкции по пропуску СОД разрабатывает отдел эксплуатации РНУ ОСТ, согласовывает РНУ ОСТ и утверждает главный инженер ОСТ [31].

5.5 Технология приёма очистного устройства

Пример технологической схемы узла приема СОД приведен на рисунке 8.

1) Исходная позиция на узле приема КППСОД (см. рисунок 8):

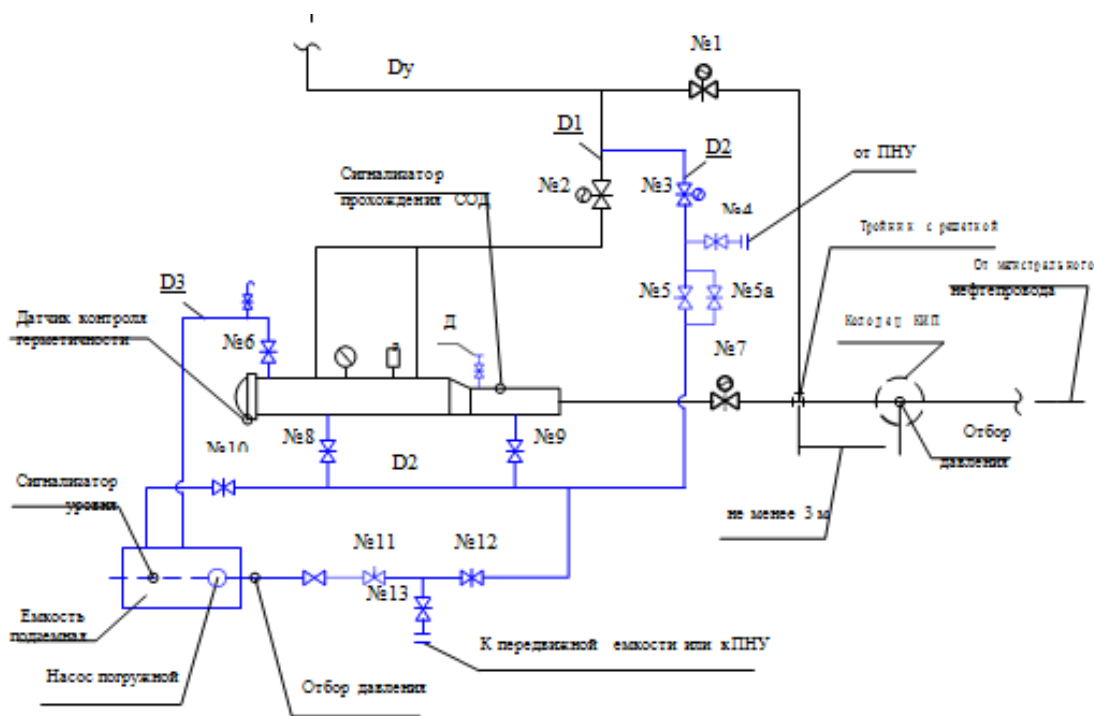
- до начала приёма комбинированного ВИП заполнение нефтью КПП СОД из магистрального нефтепровода, через систему дренажных и вспомогательных трубопроводов, проводится при открытых задвижках № 3, 6, 8, 9 обеспечивая малую подачу задвижкой № 5, и закрытых задвижках 2, 4, 5а, 7, 10, 12, 13, контроль заполнения камеры проводится по изменению уровня в дренажной емкости. При изменении уровня в емкости более чем на 0,3 м камера считается заполненной;
- прием комбинированного ВИП проводится при открытых задвижках № 2, 7 и закрытых задвижках № 1, 3, 4, 6, 8, 9, 10, 12, 13.

2) Выполнить контроль за приходом комбинированного ВИП в приемную камеру с использованием НМС, установленной на расстоянии не менее 20 м перед входной задвижкой узла камеры приема СОД над осью трубопровода. Убедиться, что комбинированный ВИП прошел равнопроходной тройник с решеткой на узле камеры приема.

					Технологическая часть	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 3) Полностью открыть задвижку № 1.
- 4) Если комбинированный ВИП вошел в приемную камеру полностью, последовательно закрыть задвижки № 7 и № 2.

В соответствии с инструкцией по приему СОД, сбросить давление в камере приема, дать выдержку в течение не менее 30 минут (время может быть изменено в задании на пропуск), после чего должен прослушиваться непрерывный звук акустического сигнализатора – признак перехода комбинированного ВИП во взрывобезопасный режим.



Условные обозначения

- - основные технологические трубопроводы
- - дренажные и вспомогательные трубопроводы
- Dy - условный диаметр магистрального нефтепровода, мм
- D1 - условный диаметр трубопровода отвода нефти, мм
- D2 - условный диаметр дренажных и вспомогательных трубопроводов, мм
- D3 - условный диаметр трубопровода газовой воздушной линии, мм
- Д - патрубок для подачи пара или инертного газа
- ПНУ - передвижная насосная установка
- ⊗ - запорная арматура с электроприводом
- ⋈ - затвор обратный
- ⋈ - запорная арматура с ручным управлением
- ⋈ - регулирующий орган с ручным управлением
- ⊙ - манометр
- - датчик давления
- ⊕ - воздушник
- - направление потока нефти

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

6) Дренаж нефти из КППСОД и прилегающих надземных участков трубопроводов в магистральный нефтепровод производить с помощью передвижной насосной установки (ПНУ) при открытых воздушниках № 3, 4, открытых задвижках № 6, 7, 8, 9 и закрытых задвижках № 2, 5.

При переходе комбинированного ВИП во взрывобезопасный режим выполнить штатную процедуру его извлечения из камеры приема. Выполнить процедуры по полному дренированию (опорожнению) камеры приема от продукта, заполнению камеры воздухом в соответствии с инструкцией по приему СОД [31].

					Технологическая часть	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 Социальная ответственность

Перед организацией периодической очистки нефтепровода необходимо убедиться, что проходное сечение подвергаемого очистке трубопровода не менее 85% от внешнего диаметра труб по результатам пропусков скребка-калибра или снаряда–профилемера.

При необходимости очистки нового нефтепровода или нефтепровода, на котором в промежутках между очистками производился ремонт, а также при организации очистки нефтепроводов, ранее не обследованных внутритручными инспекционными снарядами, оценка пропускного сечения трубопровода осуществляется путем пропуска скребка – калибра.

Пропуск скребка–калибра оформляется соответствующим актом и результаты заносятся в журнал учета очистки нефтепровода. По результатам пропуска скребка–калибра принимается решение о возможности пропуска очистных устройств. При наличии в трубопроводе сужений проходного сечения, превышающих 15%, принимаются меры по обнаружению месторасположения таких сужений при помощи профилемера и меры по их удалению.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства Нормальная продолжительность рабочего времени работников организаций не может превышать 40 часов в неделю. Продолжительность рабочего времени при суммированном учете рабочего времени (в том числе и при вахтовом методе работ) должна быть не более 12 часов в сутки при условии, что продолжительность рабочего времени не превышает нормального числа рабочих часов за учетный период. К работе по очистке полости трубопровода допускаются лица не моложе 18 лет,

					Повышение эффективности эксплуатации промысловых нефтепроводов Майского месторождения							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Матвеев Р.А			Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Крец В.Г.								78	96	
Консульт.								ТПУ гр. 3-2Б61Т				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

прошедшие медицинское освидетельствование при приеме или периодический медицинский осмотр в соответствии с приказом Министерства здравоохранения. Все работники, привлекаемые к проведению очистки, проходят целевой инструктаж по охране труда, знакомятся с приказом по проведению испытаний, целями, задачами и особенностями испытаний участков трубопровода, а также с порядком действий и своими обязанностями при возникновении аварийных ситуаций. Весь персонал проходит ознакомление под роспись с инструкцией на проведение испытаний. Обучение и проверка знаний по вопросам промышленной безопасности рабочих основных профессий осуществляется в порядке, установленном федеральными органами, осуществляющими деятельность по надзору, и действующими нормативными документами эксплуатирующей организации. Все работники организаций, в том числе их руководители, проходят обучение и проверку знаний в порядке, предусмотренном действующим законодательством в области промышленной безопасности и охраны труда. Работников на опасных производственных объектах рекомендуется обеспечивать сертифицированными средствами индивидуальной защиты, а также индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами.

5.1.2. Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны Перед проведением очистки все открытые участки трубопровода рекомендуется огородить сигнальной лентой, в том числе начальный и конечный участки трубопровода (КПП СОД, вантузы, задвижки, колодцы отбора давления). На огороженных участках устанавливаются таблички с указанием строительного пикета и километра по трассе трубопровода, предупреждающие знаки. Запасовку в камеру пуска-приема и извлечение средств очистки и диагностики следует производить, как правило, в светлое время суток. В исключительных случаях для завершения комплекса работ допускается проведение работ в темное время суток при освещении места работ, обеспечивающем выполнение мер безопасности.

Конструктивные размеры КПП СОД должны обеспечивать безопасный

					Технологическая часть	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

запуск и прием очистных устройств. Грузоподъемные механизмы и приспособления, используемые при заправке и извлечении очистных устройств должны пройти техническое освидетельствование. Очистные устройства, предназначенные для очистки магистрального нефтепровода и контроля качества очистки, рекомендуется допускать к применению при условии их соответствия требованиям руководства по эксплуатации на данные ОУ. Очистные устройства предлагается комплектовать паспортами, которые хранятся до момента утилизации.

6.2. Производственная безопасность Работаящие на магистральных нефтепроводах могут быть подвержены воздействию различных физических и химических опасных и вредных производственных факторов. Перечень вредных и опасных производственных факторов, которые могут возникнуть при производстве работ по очистке внутренней полости нефтепроводов, представлен в таблице (6.2.1).

					Технологическая часть	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.2.1 Перечень вредных и опасных факторов

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Вскрытие и закрытие КПП СОД	Запасовка ОУ	Извлечение ОУ	
1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [26]
2. Превышение уровня шума;	+			ГОСТ 12.1.003-2014 [27]
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны;		+	+	СНиП 23-05- 95* [28]
4. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [29]
5. Повреждения в результате контакта с насекомыми;	+	+	+	ГОСТ 12.1.008-76 [30]
6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;		+	+	ГОСТ 12.3.009-76 [31]
7. Поражение электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 [32]

6.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов Рассмотрим опасные и вредные производственные факторы, которые могут возникнуть при производстве работ по очистке внутренней полости нефтепровода.

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе может возникнуть при неблагоприятных метеорологических условиях. Данный производственный фактор является вредным и может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего и изменению функций систем и органов, принимающих участие в терморегуляции, что, в свою очередь, обуславливает возникновение ряда заболеваний. Нормирование показателей на открытом воздухе не производится, однако для минимизации воздействия фактора проводятся конкретные мероприятия. Работая на открытой территории в холодный период года должны быть обеспечены комплектом СИЗ от холода, который имеет теплоизоляцию, соответствующую определенным величинам для различных климатических регионов (поясов). Выдаваемая специальная одежда, специальная обувь и другие СИЗ должны соответствовать характеру и условиям работы, обеспечивать безопасность труда, иметь сертификат соответствия или декларацию. В жаркий период года использование специальной защитной одежды регламентируется соответствующими правилами. При ее применении согласно Приложению 1 к СанПиН 2.2.3.1384-03 температура воздуха снижается из расчета 1 градус по Цельсию на каждые 10% поверхности тела, исключенной из теплообмена. Защитная одежда должна обладать такими свойствами, как воздухо- и влагонепроницаемость, а также обеспечивать защиту от теплового (инфракрасного) излучения.

2. Превышение уровня шума

Источниками шума в рабочей зоне могут быть машины, механизмы и средства транспорта, предназначенные для заправки и извлечения очистного устройства.

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты. Внезапные

					Технологическая часть	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

шумы высокой интенсивности могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки). Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА [26]. Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны. Согласно ГОСТ 12.0.003- 2015 недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности. Свет влияет на физиологическое состояние человека, правильно организованное освещение стимулирует протекание процессов высшей нервной деятельности и повышает работоспособность. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму. Запасовку в камеру запуска и извлечение из камеры внутритрубного очистного устройства и дефектоскопа следует производить, как правило, в светлое время суток. В исключительных случаях, для завершения комплекса работ допускается проведение работ по запуску, приёму и извлечению ОУ и дефектоскопа из камеры в тёмное время суток при освещении места работ, обеспечивающем выполнение мер безопасности. Для участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

4. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Производство работ по запасовке и извлечению очистных устройств сопровождается загазованностью рабочей зоны, причиной чему является испарение нефти.

					Технологическая часть	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Токсичность нефти и нефтепродуктов проявляется при вдыхании их паров. Пары оказывают отравляющее действие на организм человека. Предельно допустимая концентрация паров нефти, в воздухе рабочей зоны составляет 10 мг/м³. При работе когда концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать изолирующими и фильтрующими противогазами.

5. Повреждения в результате контакта с насекомыми. Повреждения в результате контакта с насекомыми и животными могут представлять реальную угрозу здоровью человека. Профилактика клещевого энцефалита имеет особое значение в условиях работы вне помещений. Для предотвращения укусов клещей все работники должны быть обеспечены энцефалитными костюмами, индивидуальными медицинскими пакетами и средствами защиты (специальные мази, кремы, лосьоны, репелленты, спреи).

6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. В процессе заправки и извлечения очистных устройств из КПП СОД используются различные грузоподъемные механизмы (краны, лебедки и т.д.), которые могут представлять угрозу здоровью персонала при движении их элементов. Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двухручное управление), предотвращающие травмы.

7. Поражение электрическим током. Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Значение напряжения в электрической цепи должно быть не более 50 мА согласно ГОСТ 12.1.038-82. Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной

					Технологическая часть	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

6.2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. При выполнении работ в неблагоприятных микроклиматических условиях, например на открытом воздухе в морозную погоду, кроме выдачи соответствующей одежды и обуви надо организовать работу так, чтобы была возможность периодического обогрева рабочих. Для этого необходимо предусматривать стационарные или передвижные помещения с температурой не ниже 25 °С и с сушилками. Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи. Для профилактики перегревания организма необходимо организовать рациональный режим работы. При температуре наружного воздуха 35 °С и выше продолжительность периодов непрерывной работы должна составлять 15 - 20 минут с последующей продолжительностью отдыха не менее 10 - 12 минут в охлаждаемых помещениях. Для защиты от прямого воздействия солнца в зоне проведения работ используются каркасно-тентовые сооружения, навесы, шалаши. Рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты: одеждой из плотных сортов ткани, головной убор, плащ водозащитный, костюм водоотталкивающий, сапоги (ботинки), перчатки.

2. Превышение уровня шума

Средства индивидуальной защиты включают в себя противошумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы. Коллективные средства защиты включают борьбу с шумом в самом источнике и борьбу с шумом на пути распространения. К ним относятся такие методы защиты от шума, как совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования; использование средств

					Технологическая часть	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи), средств звукопоглощения.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Рабочее освещение должно быть предусмотрено для всех строительных площадок и участков, где работы выполняют в ночное время и сумеречное время суток, и осуществляется установками общего освещения (равномерного или локализованного) и комбинированного (к общему добавляется местное). Наружное освещение должно иметь управление, независимое от управления освещением внутри зданий. Для общего равномерного освещения площадок следует применять прожекторы и светильники наружного освещения. Светильники общего локализованного освещения устанавливают на здания, конструкции и мачты общего равномерного освещения. Установка осветительных устройств на сгораемых кровлях (покрытиях) зданий запрещается.

Общее равномерное освещение следует применять, если нормируемое значение освещенности не превышает 10 лк. В остальных случаях и в дополнении к общему равномерному должно предусматриваться общее локализованное освещение или местное освещение. При погрузке, установке, подъеме, разгрузке оборудования, деталей и материалов грузоподъемными кранами на площадке КПП СОД, средняя освещенность должна быть 50 лк.

4. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перед проведением работ по запасовке и извлечению очистных устройств необходимо провести контроль воздушной среды.

Контроль выполняется различными видами газоанализаторов. Рабочий должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, в том числе и сигнализатором. Отбор проб должен проводиться каждые 15 минут. За указанный период времени может быть отобрана одна или несколько последовательных проб через равные промежутки времени. Результаты, полученные при однократном отборе или при усреднении последовательно отобранных проб, сравнивают с величинами ПДК. Продолжительность непрерывной работы в противогазе не более 15 минут, после чего работнику

					Технологическая часть	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нужно отдыхать на свежем воздухе не менее 15 минут.

5. Повреждения в результате контакта с насекомыми В районах где имеются кровососущие насекомых и клещи, работников должны обеспечивать антимоскитными и противознцефалитными костюмами. Также применяют репеллентные средства. Репелленты – химические вещества, обладающие свойством отпугивать живые организмы.

Репеллентные средства относятся к дезинсекционным средствам, предназначенным для отпугивания вредных животных от тела человека. В качестве действующих веществ в репеллентных средствах используют вещества, зарегистрированные в Российской Федерации для этих целей.

6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Работы производятся только тем персоналом, которые находятся в списке наряда – допуска с личной подписью работника. Во избежание травм работники должны применять средства индивидуальной защиты, спецодежды и производить работы только в присутствии ответственного за производство работ.

К средствам защиты от воздействия механических факторов относятся устройства:

- оградительные;
- автоматического контроля и сигнализации;
- предохранительные;
- дистанционного управления;
- тормозные;
- знаки безопасности.

7. Поражение электрическим током

Для предупреждения возможности случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

					Технологическая часть	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Необходимо предусмотреть: применение малых напряжений (12–42 В), защитное заземление (4–10 Ом), устройство защитного отключения.

6.3. Экологическая безопасность

6.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду Шлам очистки трубопровода является основным специфическим отходом эксплуатации объектов нефтепровода, является пожароопасным и относится к 3 классу опасности. Не допускается попадание шлама очистки трубопровода в грунт, поверхностные и грунтовые воды. Концентрация химического вещества в воздухе в зоне влияния шлама очистки трубопровода не должна превышать 0,3 ПДКР.З. сырой нефти в воздухе рабочей зоны (ПДКР.З составляет 10 мг/м³). По мере накопления отходы передаются специализированным предприятиям и на действующие полигоны захоронения.

6.3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды С целью предотвращения негативного воздействия на атмосферу в месте производства работ должен постоянно производиться анализ газовоздушной среды специальными приборами газоанализаторами. Работы по очистке очистных устройств от нефтесодержащих шламов необходимо производить на специально отведенной территории для предотвращения попадания нефтесодержащей жидкости на грунт. Сбор шлама очистки трубопровода из поддона можно проводить после завершения работ по извлечению СОД из камеры приема. При попадании шлама очистки трубопровода на грунт, загрязненную почву следует собирать в герметичный контейнер. Места проведения работ должны быть оснащены автоматическими системами контроля за загрязнением атмосферного воздуха, стационарные источники выброса вредных веществ в воздух оснащены приборами контроля. В случае попадания нефтесодержащей жидкости на грунт, либо повышенной концентрации токсичных и вредных веществ в атмосфере, необходимо обнаружить источник выбросов и ликвидировать его.

Для предотвращения загрязнения почвы и растительности

					Технологическая часть	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предусматривается устройство бетонных площадок с бордюрным ограждением и приямками у технологического оборудования для сбора нефтесодержащей жидкости. При выдерживании заданных норм технологического режима и содержании в исправном состоянии технологического оборудования, трубопроводов, запирающих и регулирующих устройств, предохранительных устройств загрязнение поверхностных и подземных вод, атмосферы будет минимальным.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1. Анализ вероятных ЧС

На площадке камер пуска-приема очистных устройств могут возникнуть следующие ЧС техногенного характера:

- разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти;
- трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти.

Для предупреждения возникновения ЧС необходимо выполнение следующих мер:

- узлы камеры пуска-приема средств очистки и диагностики должны иметь обвалование;
- узлы камеры пуска-приема СОД должны быть оборудованы механическими устройствами, предотвращающими открытие затворов камер при наличии в них давления, датчиками обнаружения утечек и датчиками давления, подключенными к системе телемеханики;
- площадки КПП СОД должны быть ограждены и оборудованы охранной сигнализацией;
- должно быть обеспечено своевременное обслуживание техники и оборудования.

5.4.2. Мероприятия по предотвращению возможных ЧС

Разливы нефти на площади от нескольких квадратных метро до сотен и тысяч квадратных метров покрываются гранулированным нефтесорбентом вручную или с помощью специальных устройств (мониторов). Сбор разлитой нефти с нефтесорбентом (нефтешлама) с загрязненной поверхности

					Технологическая часть	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

производится с помощью ручных приспособлений (при небольших площадях разливов) или с помощью специальной техники. Собранный нефтешлам загружается в самосвалы и вывозится в пункты утилизации.

При разгерметизации затвора камеры пуска-приема СОД проводятся следующие мероприятия:

- производится закрытие задвижек диспетчером;
- производится обтяжка вручную задвижек, штурвалы задвижек снимаются;
- производится дренаж нефти из отключенных участков и КПП СОД в дренажную емкость;
- производятся замеры загазованности места производства работ;
- производится вскрытие затвора КПП СОД;
- производится замена уплотнения затвора;
- производится закрытие затвора КПП СОД;
- задвижки подключаются к источнику питания электроэнергий;
- производится заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью;
- производится проверка на герметичность затвора КПП СОД.

В случае если произошла трещина на сварном шве камеры пуска-приема СОД, выполняются следующие меры:

- производится закрытие задвижек диспетчером;
- производится обтяжка задвижек вручную, штурвалы с задвижек снимаются;
- производится дренаж нефти из отключенных участков и КПП СОД в дренажную емкость;
- производится дегазация КПП СОД и отключенных участков;
- производятся замеры загазованности места производства работ;
- при положительных результатах замеров загазованности производятся огневые работы по ремонту дефекта;
- после проведения огневых работ производится дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) сварного шва с составлением акта ДДК;
- при положительных результатах ДДК производится гидроиспытание

					Технологическая часть	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

КПП СОД;

- при положительном гидроспытании КПП СОД составляется акт о проведении гидроиспытания;
- после проведения гидроиспытания вода из КПП СОД и отключенных участков сливается;
 - задвижки подключаются к источнику питания электроэнергий;
 - производится заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью;
- производится проверка на герметичность отремонтированного сварного шва КПП СОД.

					Технологическая часть	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В ходе работы на основании научно-технической литературы и нормативно-технических документов были проанализированы более действенные современные методы очистки внутренней полости промысловых нефтепроводов, виды очистки, их периодичность, описаны основные причины образования парафиновых отложений внутри нефтепроводов. Также был произведен гидравлический расчет нефтепровода, расчет толщины парафиноотложений, расчет счетной стоимости работ и расчет эффективности очистки с помощью механического метода и химического. Сделан вывод о том, что применение химического метода позволяет увеличить степень очистки и повысить производительность нефтепровода.

В работе были изучены основные типовые очистные устройства, применяемые на современных нефтепроводах. Приведены мероприятия по производственной, экологической безопасности и безопасности в ЧС. Проведен анализ вредных и опасных производственных факторов. Даны мероприятия по их устранению.

					Заключение	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список используемых источников

1. Хасанова, К. И. Повышение эффективности применения средств и методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе транспорта нефти по магистральным трубопроводам / К. И. Хасанова, М. Е. Дмитриев, Б. Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. — 2013. — № 3. — С. 7-11.
2. Тугунов П. И., Новоселов В. Ф. и др. Транспорт и хранение нефти и газа. – М.: Недра, 1975. – 150 с.
3. Нечваль А. М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. – 165 с.
4. Вайншток, С. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. / С. А. Вайншток, В. Ф. Новосёлов. – М.: Недра, 2004г. – 336с.
5. Исследование отложений парафина в трубопроводах, подвергаемых сезонной чистке / Ван Вэньда [и др.] // Химия и технология топлив и масел. — 2014. — № 1. — С. 27-33.
6. Войтех Н. Д. Эффективная очистка трубопроводов в условиях Западной Сибири / Н. Д. Войтех, Ю. А. Журавлев, Д. Ю. Першин // Нефть и капитал. — 2015. — № 6. — С. 62-64.
7. АО «Транснефть – Диаскан» Продукция [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://diascan.transneft.ru/klientam/prodykciya>. – (Дата обращения: 12.03.2018).
8. Каргасокский район Томской области [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.kargasok.ru/>. – (Дата обращения 09.02.2018).
9. Ходжаева Г. К., Гребенюк Г. Н., Азизов Х.Ф.
Практические
рекомендации по оценке геоэкологических рисков возникновения аварийных ситуаций при транспортировке нефтепродуктов // Монография. Изд-во: "Нижевартовск: НГГУ" 2012г. – 80 с.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

10. Batzel, D. Выбор скребков и щеток для оптимальной очистки трубопроводов / D. Batzel // Нефтегазовые технологии. — 2012. — № 8. — С. 34-37.
11. Русака, О. Н. Безопасность жизнедеятельности в техносфере: учеб. пособие / О. Н. Русака, Л. Н. Горбунова, В. Я. Кондрасенко, А. А. Калинин, К. Д. Никитин, А. И. Жуков; Ред О. Н. Русака, В. Я. Кондрасенко; Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2001. — 431 с.
12. Чугаев, Р. Р. Гидравлика: учебник для вузов / Р. Р. Чугаев. — Л.: Энергоиздат. Ленингр. отделение, 1982. — 672с.
13. Каменщиков, Ф. А. Тепловая депарафинизация скважин. / Ф. А. Каменщиков. — Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и характерная динамика», 2005. — 353с.
14. Бардик, Д. Л. Нефтехимия: научное издание / Д. Л. Бардик, У. Л. Леффер. — М.: Олимп-Бизнес, 2001 — 410с.
15. Зеленин, А. Н. Машины для земляных работ: учеб. пособие / А. Н. Зеленин; Ред. А. Н. Зеленин. — М.: Машиностроение, 1975 — 377с.
16. Лурье М. В. и др. Нефтепроводный транспорт нефтепродуктов. — М.: Нефть и газ, 1999. — 89 с.
17. Новоселов В. Ф. Нефтепроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов: Учебное пособие. — Уфа: изд-во Уфим. нефт. ин-та, 1986. — 93 с.
18. Ишмухаметов И. Т., Исаев С. Л., Лурье М. В., Макаров С. П. Нефтепроводный транспорт нефтепродуктов. — М.: Нефть и газ, 1999.
19. Порайко И. Н., Галюк В. Х. Очистка нефтепроводов водорастворимыми полимерами // Нефтяное хозяйство. — 1979. — № 9. — С. 58.
- А. А. Абрамзон, Л. П. Зайченко, С. И. Файнгольд. Поверхностно-активные вещества. Синтез, анализ, свойства, применение: Учеб. пособие для вузов / Под ред. А. А. Абрамзона. — Л.: Химия, 1988. — 200 с.

					Список литературы	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

21. Коршак А. А., Шаммазов А. М. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. – 3-е изд., испр. и доп. – Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 528 с.
22. Лурье М. В. и др. Нефтепроводный транспорт нефтепродуктов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 89 с.
23. АО «Транснефть – Центральная Сибирь» Деятельность [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://centralsiberia.transneft.ru/about/deyatelnost/>. – (Дата обращения: 12.02.2018).
24. Очистные поршни для трубопроводов / Информационная брошюра. – Уфа: ЦТД «Диаскан», 2010. – 27 с.
25. Абузова, Ф. Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа / Ф. Ф. Абузова, Р. А. Алиев, В. Ф. Новосёлов. – М.: Недра, 1992. – 320 с.
26. Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р. А. Алиев, В. Б. Белоусов, А. Г. Немудров. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
27. ГОСТ 34182-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения
28. РД 153-39.4-041-99 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов»
29. ОР-75.180.00-КТН-143-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Порядок технического обслуживания, среднего и капитального ремонта внутритрубных очистных устройств»
30. ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01 «Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть" специальными очистными устройствами (скребками)»
31. ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»
ОР-75.180.00-КТН-018-10 «Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ)»

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

33. РД 39-30-718-82 «Методика гидравлического расчета при перекачке газонасыщенных нефтей»
34. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции
35. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
36. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.
37. СанПиН 2.2.4.1294-03 Гигиенические требования к аэроионному составу воздуха производственных и общественных помещений
38. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
39. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
40. ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок
41. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
42. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
43. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

					Список литературы	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		